

## **Destaques do Trimestre e Eventos Subsequentes:**

### **O Setor de Geração de Energia Elétrica**

- O consumo nacional de eletricidade somou 107.231 GWh no 1º trimestre do ano, o que equivale a um acréscimo de 4,8% em relação ao mesmo período de 2010. Todas as classes apresentaram elevação significativa (residencial: +5,3%; industrial: +4,5%; comercial: +6,1%). A dinâmica de crescimento nos três primeiros meses de 2011 superou o período pré-crise em 2008, mesmo com a base já recuperada do 1º trimestre de 2010.  
(Fonte: EPE – Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica)
- Em 17 e 18 de agosto foram realizados os Leilões de Energia A-3 e Reserva de 2011. Ambos contrataram uma capacidade instalada total de 3.962,7 MW, com garantia física de produção de 2.284,4 MW médios. Foram contratados 92 projetos de geração de eletricidade das fontes eólica, gás natural, biomassa (bagaço de cana-de-açúcar e resíduos de madeira) e hídrica. Destacaram-se os empreendimentos de fonte eólica, cuja negociação somou 1.928 MW a um preço médio inferior a R\$100/MWh, tendo sido negociados 78 novos parques.
- Foram cadastrados para o Leilão de Energia A-3/2012, que será realizado em 22/03/12, 598 empreendimentos, somando potência de 25.850 megawatts (MW). Ao todo, foram inscritos 524 projetos de fonte eólica (13.180 MW de capacidade); 26 termelétricas a gás natural (10.344 MW); 23 termelétricas a biomassa (1.042 MW), 22 PCHs (343 MW); e 2 hidrelétricas (941 MW).
- Foi realizado, em 20/12/11, o Leilão de Energia A-5/2011, com o objetivo de suprir a demanda projetada das empresas distribuidoras para o ano de 2016. Foram contratados 42 projetos de geração de eletricidade, com capacidade instalada total de 1.211,5 MW, o que atendeu a 100% da demanda das distribuidoras que contrataram a energia negociada. O preço médio ao final do certame foi de R\$102,18/MWh, alcançando um deságio médio de 8,77%. Os 42 projetos demandarão investimentos da ordem de R\$4,3 bilhões. Foram negociados 39 projetos eólicos, 2 a biomassa e um hídrico, somando 976,5 MW, 100 MW e 135 MW de capacidade. A usina hidrelétrica de São Roque, em Santa Catarina, foi arrematada por R\$91,20/MWh, deságio de 25,9% em relação ao preço inicial de R\$123/MWh.

### **A Companhia**

- Em 01/02/11, foi realizada a transferência formal nos livros de registro competentes da titularidade das ações da Termelétrica Pernambuco III S.A., da Multiner para a A&G Energia Empreendimentos Ltda., aguardando a resolução autorizativa da ANEEL para efetiva transferência.
- Em 07/02/11, os acionistas da Multiner aprovaram a proposta de recompra das ações preferenciais resgatáveis de emissão da Companhia, sem redução do seu capital social, mediante permuta por debêntures de emissão da BVA empreendimentos S.A. de

titularidade da Companhia, com vencimento em 2013 e 2014. A proposta de recompra foi aceita exclusivamente pelo acionista BVA Empreendimentos, de todas as 52.148 ações preferenciais resgatáveis até então detidas por este acionista na Companhia.

- Em 18/02/11, a Termelétrica Santa Rita de Cássia obteve liminar judicial suspendendo as penalidades técnicas e administrativas decorrentes do atraso do início de operação comercial da UTE Santa Rita de Cássia, em razão do descasamento entre o cronograma da usina e o da subestação à qual a mesma deveria ser conectada.
- Em 08/04/11, foi publicado no Diário Oficial da União, Despacho nº 1.128 da ANEEL, o qual: (i) posterga o início de operação comercial das UTEs Itapebi e Monte Pascoal para 01/03/12, com exclusão da responsabilidade dos agentes até 01/10/11; (ii) decide pela não aplicação do disposto na Resolução Normativa nº 165/2005 (compra de lastro) no período reconhecido como excludente de responsabilidade (01/01/10 a 01/10/11); (iii) defere o pleito de alteração do local de implantação das usinas para o estado de Pernambuco; e (iv) estabelece prazo de 90 dias para que a Multiner apresente a nova conexão das UTEs Termopower V e VI. Esta última decisão está relacionada à sobrecarga de conexões na Subestação Suape II, da CHESF, em Pernambuco. A Companhia planeja implantar as UTEs Termopower V e VI no município de Santa Rita, PB, com conexão na Subestação Santa Rita II, da CHESF.
- Como consequência da decisão da ANEEL pela não aplicação das penalidades técnicas e contratuais decorrentes do atraso na entrada em operação das usinas Termelétricas Monte Pascoal e Itapebi, a forma de cálculo utilizada durante o ano de 2010 para o faturamento da energia vendida pelas Termelétricas foi alterada, gerando um ajuste no preço e consequentemente uma receita de R\$22.699, em maio de 2011.
- A Companhia fechou contrato com a Petrobras para compra de energia (lastro) a partir de outubro de 2011, conforme o estabelecido no REN 165/2005 da ANEEL e Despacho ANEEL 1.128/2011, visando adquirir energia para o período de 3 meses, para substituir os 207 MW médios comercializados pelas UTEs Itapebi e Monte Pascoal no leilão A-3 de 2007.
- Em AGE realizada em 08/04/11, o representante do acionista preferencialista da Companhia, o Multiner FIP, solicitou apresentação, pela Companhia, de nova proposta de capitalização, a qual deverá estar consubstanciada em laudo de avaliação econômico-financeira da Companhia a ser elaborado por empresa independente.
- Em 01/06/11, a Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos da ANEEL aceitou o Estudo de Viabilidade da UHE Iraí apresentados pela Companhia Energética Uruguai.
- Em 06/05/11, a Companhia renegociou o empréstimo ponte no valor de R\$140.000 captado pela New Energy Options (NEO) junto ao Banco do Nordeste do Brasil, alterando o vencimento de 17 de maio de 2011 para 17 de novembro de 2011 e a remuneração para CDI + 0,40%. Em 29/11/11, R\$46.366 de tal empréstimo foi novamente renegociado, mantendo-se a mesma remuneração, porém com vencimento em 17/05/12.
- Em 17/08/11, o Conselho de Administração aceitou a renúncia do Sr. Hugo Seabra de Souza do cargo de Diretor Vice-Presidente da Companhia. O Sr. Paulo Guilherme Autran Seidel, atual Diretor de Gestão Corporativa da Companhia cumulará temporariamente esses dois cargos na Diretoria da Companhia.

- Em 30 de dezembro de 2011, a Companhia obteve através de carta do ONS nº 1425/100/2011 a declaração de atendimento aos requisitos de procedimentos de rede para iniciar as operações comerciais do projeto Alegria II, com a aprovação da instalação de parte do projeto, atendendo também aos critérios do PROINFA. Entretanto a UEE Alegria II não está operativa em sua totalidade, estando previsto para o 1º semestre de 2012 o funcionamento de todos os aerogeradores que compõem a Usina Eólica. A não entrada em operação da UEE em sua totalidade expõe a Companhia a possíveis penalidades contratuais. Não obstante, a Companhia entende que a entrada em operação comercial no dia 30 de dezembro de 2011 atendeu aos requisitos de enquadramento do PROINFA e tem mantido pleitos junto a ANEEL no que tange ao cronograma e demais condições regulatórias.
- Em dezembro de 2011, a Companhia tomou ciência da abertura de um processo de arbitragem impetrado pelo fornecedor Caterpillar AG contra a Multiner, referente ao descumprimento das obrigações contratuais relacionadas ao fornecimento de equipamentos para a UTE Itapebi, com o pleito de EUR 25 milhões. A área jurídica da Companhia está avaliando os termos do processo quanto a seu teor e consistência, devendo apresentar as devidas contestações.
- A Companhia não efetuou o pagamento dos CCBs emitidos pela New Energy Options com vencimento nos meses de outubro (parcialmente), novembro e dezembro de 2011, num total de aproximadamente R\$ 10.500. Apesar de já ter sido notificada por seus credores em função da inadimplência, até o momento não foram implementadas penalidades relacionadas (execução das garantias, por exemplo). A grande maioria dos detentores dos CCBs também é acionista da Multiner e está envolvida no processo de capitalização da Companhia, cujos recursos serão utilizados, entre outros, para liquidar esta pendência financeira.
- As controladas Pernambuco IV, Itapebi e Monte Pascoal não cumpriram com a obrigação contratual regulatória de disponibilizar a energia relativa a novembro de 2011 para o sistema elétrico nacional. Cada uma das controladas, por conta disso, está sujeita a penalidade de até R\$ 12.000 mensais por conta deste inadimplemento. As controladas Pernambuco IV, Monte Pascoal e Itapebi, também poderão vir a ser penalizadas pela ANEEL pelo não cumprimento dos cronogramas acordados em leilão para entrada em operação comercial. A penalidade se aplica após 1 ano decorrido do prazo originalmente aprovado. Neste caso, Pernambuco IV estaria sujeita a penalidade a partir de janeiro de 2012, e Monte Pascoal e Itapebi a partir de outubro de 2012. As penalidades podem variar desde 1% da receita líquida mensal até a cassação da outorga de funcionamento.
- A Companhia incorreu em inadimplemento contratual com a Petrobras por conta da compra de lastro para as controladas Pernambuco IV, Monte Pascoal e Itapebi. A compra de lastro se fez necessária em função da Multiner não ter implementado as UTEs Pernambuco IV, Monte Pascoal e Itapebi no prazo estabelecido pelos leilões promovidos pela ANEEL, conforme mencionado na Nota Explicativa 1 e no item VIII acima. Existem negociações em curso visando o restabelecimento da normalização do contrato sem que haja penalidades.

## Desempenho Financeiro

	Consolidado		Controladora	
	1ºTri / 2011	1ºTri / 2010	1ºTri / 2011	1ºTri / 2010
<b>Receita líquida de vendas</b>	<u>39.645</u>	<u>7.713</u>	<u>7.964</u>	<u>-</u>
<b>Custo das Vendas</b>	<u>(20.975)</u>	<u>(16.892)</u>	<u>(12.797)</u>	<u>-</u>
<b>Lucro Bruto</b>	<u>18.670</u>	<u>(9.179)</u>	<u>(4.833)</u>	<u>-</u>
Despesas Administrativas	(15.334)	(10.179)	(4.974)	(5.054)
Outras Despesas Operacionais	(14.171)	(1.307)	(16.356)	(9.412)
<b>Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos</b>	<u>(10.835)</u>	<u>(20.665)</u>	<u>(26.163)</u>	<u>(14.466)</u>
Receitas Financeiras	10.102	2.433	4.405	2.801
Despesas Financeiras	(57.308)	(5.236)	(29.705)	(4.574)
<b>Financeiras líquidas</b>	<u>(47.206)</u>	<u>(2.803)</u>	<u>(25.300)</u>	<u>(1.773)</u>
Resultado de Equivalencia Patrimonial	-	-	(6.110)	(2.091)
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<u>(58.041)</u>	<u>(23.468)</u>	<u>(57.573)</u>	<u>(18.330)</u>
<b>Imposto de Renda e CSLL Diferidos</b>	856	5.135	275	-
<b>Prejuízo do período</b>	<u>(57.185)</u>	<u>(18.333)</u>	<u>(57.298)</u>	<u>(18.330)</u>

### Receita líquida de vendas

No 1T11, a receita líquida consolidada alcançou R\$39.645 e foi substancialmente representada pelo valor de venda de energia no período pela: Rio Amazonas Energia – detentora da UTE Cristiano Rocha; New Energy Options, pela geração proveniente da usina de energia eólica Alegria I; e Termelétrica Pernambuco IV.

No 1T10, a receita líquida consolidada havia somado R\$7.713 e correspondeu ao ressarcimento equivalente ao aporte de lastro pelas Termelétricas Itapebi e Monte Pascoal.

### Custo dos produtos vendidos

A variação de 24,17% do custo dos produtos vendidos consolidados, que subiu de R\$16.892 para R\$20.975 entre o 1T10 e o 1T11 esteve relacionada sobretudo à compra de energia de lastro em função do atraso para entrada em operação da Termelétrica Pernambuco IV, a partir de janeiro de 2011, no valor de R\$12.797.

O montante do custo dos produtos vendidos consolidados do 1T10 foi composto pela compra de energia de lastro para as Termelétricas Itapebi e Monte Pascoal, em função do atraso na entrada

em operação das usinas. No 1T11, não houve compra de lastro para tais usinas, com base em liminar que deferiu pela suspensão das penalidades decorrentes do atraso.

### **Despesas administrativas**

As despesas administrativas totalizaram R\$15.334 no 1T11, ante R\$10.179, no 1T10, no consolidado, o que representou um acréscimo de 51%. Tal acréscimo esteve em linha com o estágio de implantação dos empreendimentos da Multiner.

### **Outras despesas/receitas operacionais**

O crescimento da rubrica outras despesas/receitas operacionais de R\$1.307 no 1T10 para R\$14.171 no 1T11, no consolidado, deveu-se à: (i) provisão para *impairment* do ágio apurado da combinação de negócios da 2007 Participações (controladora da RAESA), no valor de R\$11.324; (ii) R\$4.223 de perda relacionada a acordo celebrado com a Wärtsilä Finland para aproveitamento de créditos anteriormente destinados à Termelétrica Monte Pascoal para outros empreendimentos, o qual incluía custos incorridos pela Wärtsilä pela não efetivação do contrato original.

### **Resultado Financeiro**

#### **Despesas financeiras**

No 1T11, as despesas financeiras consolidadas somaram R\$57.308, contra R\$5.236, no 1T10, o que se justifica, sobretudo, pelas maiores despesas com juros e com variações monetárias referentes à correção pelo IGP-M de dívidas da Companhia e de suas controladas New Energy Options e Rio Amazonas Energia, além de R\$ 16.518 referentes à perdão de juros sobre aplicação em debêntures resgatadas antecipadamente junto ao BVA Empreendimentos LTDA..

No 1T10, esta conta não refletia ainda as despesas financeiras provenientes das dívidas da controlada Rio Amazonas Energia, cuja aquisição foi anuída pela ANEEL em dezembro de 2010.

#### **Receitas Financeiras**

As receitas financeiras consolidadas subiram de R\$2.433 para R\$10.102 entre o 1T10 e o 1T11, tendo sido influenciadas principalmente pelo reconhecimento de juros sobre arrendamento financeiro da RAESA, no valor de R\$4.285 e pelo crescimento de R\$1.410 nos rendimentos provenientes de aplicações financeiras.

#### **Imposto de Renda e CSLL Diferidos**

A redução do crédito de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido de R\$5.135 no 1T10 para R\$856 no 1T11, no consolidado, é decorrente da redução do prejuízo de Monte Pascoal e Itapebi e da limitação do prazo de recuperação dos créditos tributários da New Energy Options, em atendimento ao artigo 2º da Instrução CVM nº 371/02.

*Obs.: Os dados não financeiro-contábeis, bem como informações sobre o setor de energia elétrica, apresentados neste Relatório de Desempenho, não foram revisados pelos nossos Auditores Independentes.*