



EDP – ENERGIAS DO BRASIL S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/MF nº. 03.983.431/0001-03

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

Data base: 31/12/2009

Conforme Anexo 24 da Instrução CVM n.º 480, de 07 de dezembro de 2009

Identificação EDP – ENERGIAS DO BRASIL S.A., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.983.431/0001-03, registrada como companhia aberta na CVM sob o nº 19763 ("Companhia").

Sede Rua Bandeira Paulista, n.º 530, 14º andar, CEP 04532-001- São Paulo, SP.

Diretor de Relações com os Investidores Sr. Miguel Dias Amaro, com endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, n.º 530, 14º andar, Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, telefone (11) 2185-5844 e fax (11) 2185-5914 e o seu endereço eletrônico é miguel.amaro@edpbr.com.br.

Auditores Independentes KPMG Auditores Independentes ("KPMG").

Banco Escriturador Itaú Corretora de Valores Mobiliários S.A. ("Escriturador").

Títulos e Valores Mobiliários Emitidos Ações ordinárias listadas na BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros sob o código "ENBR3", no segmento de listagem denominado Novo Mercado.

Jornais nos quais a Companhia divulga suas informações A Companhia divulga informações no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Brasil Econômico.

Site na Internet www.edpbr.com.br. As informações constantes do website da Companhia não integram o presente Formulário de Referência e não devem ser a ele incorporadas por referência.

Atendimento aos Acionistas O atendimento aos acionistas da Companhia é efetuado pelo departamento de Relações com Investidores localizado na sede da Companhia. O telefone, fac-símile e e-mail da Companhia são +55 (11) 2185-5907, +55 (11) 2185-5914 e ri@edpbr.com.br, respectivamente. Os acionistas também são atendidos pelo departamento de acionistas do Escriturador. O telefone e website do Escriturador são +55 (11) 5029-7780 e www.itaucustodia.com.br, respectivamente.



1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.1. Eu, Antonio Manuel Barreto de Abreu, Diretor Presidente da EDP – Energias do Brasil S. A., declaro que revi o formulário de Referência, que todas as informações contidas neste formulário atendem ao disposto na Instrução CVM n.º 480, em especial aos artigos 14 a 19 e que, o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da EDP – Energias do Brasil S.A. e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.

1.2. Eu, Miguel Dias Amaro, Diretor Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores da EDP – Energias do Brasil S.A., declaro que revi o formulário de referência, que todas as informações contidas neste formulário atendem ao disposto na Instrução CVM n.º 480, em especial aos artigos 14 a 19 e que, o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da EDP – Energias do Brasil S.A. e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ela emitidos.

2. AUDITORES

Em milhares de reais, exceto quando indicado

2.1. Informações sobre os auditores independentes:

	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2007
a) Nome Empresarial	KPMG Auditores Independentes	KPMG Auditores Independentes	KPMG Auditores Independentes
b) Nome das pessoas responsáveis, CPF e dados para contato (telefone e-mail)	José Luiz Ribeiro de Carvalho CPF: 007.769.948-32 Telefone: (11) 2183-3000 Fax: (11) 2183-3001 Correio Eletrônico: jcarvalho@kpmg.com.br	José Luiz Ribeiro de Carvalho CPF: 007.769.948-32 Telefone: (11) 2183-3000 Fax: (11) 2183-3001 Correio Eletrônico: jcarvalho@kpmg.com.br	José Luiz Ribeiro de Carvalho CPF: 007.769.948-32 Telefone: (11) 2183-3000 Fax: (11) 2183-3001 Correio Eletrônico: jcarvalho@kpmg.com.br
e) Eventual substituição do auditor, informando:	Não aplicável, pois não houve substituição	Não aplicável pois não houve substituição	Não aplicável, pois não houve substituição
i. justificativa da substituição	Não aplicável, pois não houve substituição	Não Aplicável, pois não houve substituição	Não aplicável, pois não houve substituição
ii. eventuais razões apresentadas pelo auditor em discordância da justificativa da Companhia para sua substituição, conforme regulamentação da CVM específica a respeito da matéria	Não aplicável, pois não houve substituição	Não aplicável, pois não houve substituição	Não aplicável, pois não houve substituição

(c) Data da contratação dos serviços e (d) Serviços contratados

Serviços contratados durante o exercício social findo em 31/12/2007

02/04/2007 – Emissão de parecer de auditoria das Demonstrações Financeiras e revisão das informações trimestrais da Companhia (controladora e consolidado), referentes ao exercício social de 2007.

04/05/2007 - Revisão da declaração de imposto de renda e contribuição social das empresas do grupo EDP referente ao ano fiscal de 2006.

18/07/2007 – Assessoria na implementação de sistemas de controles internos da Companhia .

Serviços contratados durante o exercício social findo em 31/12/2008

22/02/2008 - Resposta consulta aos impactos fiscais do Projeto Terra Verde (usina de geração de energia através de biomassa).

29/04/2008 – Emissão de parecer de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações trimestrais da Companhia (controladora e consolidado), referentes ao exercício social de 2008.

09/06/2008 - Revisão da declaração de imposto de renda e contribuição social das empresas do grupo EDP referente ao ano fiscal de 2007.

09/06/2008 - Prestação de serviço de Due Diligence para avaliação pela Companhia em relação à aquisição de participação nas empresas Investco S.A., Rede Lajeado S.A., Tocantins Energia S.A..



11/09/2008 - Prestação de serviço de Due Diligence para avaliação pela Companhia em relação à aquisição de participação na empresa MPX Pecém Geração de Energia S.A.. Serviços contratados durante o exercício social findo em 31/12/2009

27/02/2009 – Emissão de parecer de auditoria das Demonstrações Financeiras e revisão das informações trimestrais da Companhia (controladora e consolidado), referentes ao exercício social de 2009.

15/09/2009 - "Carta de conforto" para a oferta pública de distribuição de ações de emissão da Companhia.

16/09/2009 - Emissão de laudos de avaliação dos patrimônios líquidos a valores contábeis das companhias: (i) EDP Lajeado Energia S.A. na data-base de 31 de agosto de 2009, e (ii) EDP Lajeado Energia S.A., Lajeado Energia S.A. e Tocantins Energia S.A. na data-base de 30 de setembro de 2009.

14/12/2009 - Avaliação dos impactos que os novos pronunciamentos contábeis emitidos em 2009 pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC possam ter sobre as demonstrações financeiras do exercício que se encerrará em 31/12/2010; Avaliação dos impactos que a adoção da Interpretação Internacional - IFRIC 12 terá nas demonstrações financeiras preparadas para fins de consolidação pela controladora da Companhia, a EDP - Energias de Portugal S.A., relativas ao exercício social a findar-se em 31 de dezembro de 2010, sendo a aplicação dos CPC's e IFRIC 12 reportados a 1º de janeiro de 2009; Treinamento de diversas equipes das empresas do Grupo sobre os novos Pronunciamentos Contábeis – CPC's emitidos em 2009.

2.2. Informar montante total de remuneração dos auditores independentes no último exercício social, discriminando os honorários relativos a serviços de auditoria e os relativos a quaisquer outros serviços prestados:

A remuneração dos auditores independentes relativa ao último exercício social, findo em 31 de dezembro de 2009, corresponde ao montante de R\$ 2.502,5, referente somente a serviços de auditoria prestados.

Adicionalmente, no exercício social findo em 31 de dezembro 2009, foi pago aos auditores independentes o montante de R\$ 737,5, referente aos demais serviços descritos acima.

2.3. Outras informações relevantes:

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

3. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

Em milhares de reais, exceto quando indicado

3.1. Informações financeiras selecionadas consolidadas:

	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2007
a) Patrimônio Líquido (em R\$ mil)	4.268.704	3.542.918	3.895.814
b) Ativo Total (em R\$ mil)	11.527.605	10.469.931	9.687.742
c) Receita Líquida (em R\$ mil)	4.648.348	4.610.492	4.527.630
d) Resultado Bruto (em R\$ mil)	1.617.239	1.546.621	1.377.804
e) Resultado Líquido (em R\$ mil)	625.317	388.779	450.444
f) Número de Ações, ex-tesouraria (mil)	158.525	143.025	164.156
g) Valor patrimonial da ação (em reais - R\$)	26.927,64	24.771,32	23.732,39
h) Resultado líquido da ação (em reais - R\$)	3.944,60	2.718,26	2.744,00

i) Outras informações contábeis selecionadas:

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

3.2. Divulgação de medições não contábeis:

Em milhares de reais, exceto quando indicado

a) Medições não contábeis:

EDP - Energias do Brasil S/A - Consolidado

	2007	2008	2009
EBITDA (em R\$ milhares)	1.123.047	1.363.424	1.418.918
Margem EBITDA (EBITDA/Receita Líquida)	24,8%	29,6%	30,5%

b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas:

EDP - Energias do Brasil S/A - Consolidado

EBITDA com o lucro líquido (em R\$ milhares)

	2007	2008	2009
Lucro (Prejuízo) Líquido do exercício/ período	450.444	388.779	625.137
(+) resultado não operacional/ Outros resultados	11.690	4.175	(27.322)
(+) Contribuição Social e Imposto de Renda	128.325	226.976	224.442
(+) Participação de minoritários	60.769	102.998	160.267
(+) Partes beneficiárias	3.595	6.471	15.772
(+) Reversão dos juros sobre capital próprio	(136.824)	(133.497)	(50.816)
(+) Resultado financeiro	291.480	320.876	165.736
(+) Resultado das participações societárias	-	-	1.742
(+) Depreciação e amortização	313.568	446.646	303.960
EBITDA	1.123.047	1.363.424	1.418.918
Receita líquida	4.527.630	4.610.492	4.648.348
Margem EBITDA (EBITDA/Margem Líquida)	24,8%	29,6%	30,5%
Margem líquida (Lucro Líquido/Margem Líquida)	9,9%	7,9%	13,4%

c) motivo da escolha de tal indicador como mais apropriado para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações:

O EBITDA significa "Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização" e é utilizado como medida de desempenho pela EDP – Energias do Brasil SA. A Companhia entende que o EBITDA é uma medida prática para avaliar seu desempenho operacional e permitir comparações com outras companhias do mesmo segmento, ainda que outras empresas possam calculá-lo de maneira distinta. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil, IFRS – International Financial Reporting Standard ou USGAAP (princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos), e não deve ser considerado isoladamente ou como alternativo ao lucro líquido ou como alternativo aos fluxos de caixa operacionais.

3.3. Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente:

Evento subseqüente

Na Reunião do Conselho de Administração nº 145 de 26 de janeiro de 2010 foi deliberada e aprovada, a celebração pela Companhia, na qualidade de fiadora e principal pagadora, de Bridge Loan Agreement entre a Elebrás Projetos Ltda. e o Banco do Brasil S.A. destinado ao Projeto Eólico de Tramandaí, no valor de R\$200,0 milhões, pelo prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias a contar da assinatura, crédito este contratado.

Conforme Fato Relevante divulgado em de 22 de fevereiro de 2010, as administrações das controladas Bandeirante e Escelsa assinarão o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 202/1998 e o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1995, respectivamente, conforme proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica para aperfeiçoar a metodologia de cálculo da variação da Parcela A, de modo a introduzir a neutralidade dos encargos setoriais a partir dos reajustes tarifários anuais de 2010.

3.4. Política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais:

		31.12.2009	31.12.2008	31.12.2007
<i>a)</i>	<i>Regras sobre retenção de lucros</i>	O lucro líquido apurado no exercício terá a seguinte destinação: (a) a parcela de 5% (cinco por cento) será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social; (b) a parcela correspondente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, calculado sobre o saldo obtido com as deduções e acréscimos previstos no Artigo 202, I, II e III da Lei das Sociedades por Ações, será distribuída aos acionistas como dividendo anual mínimo obrigatório; (c) o saldo remanescente, após atendidas as disposições contidas nos itens anteriores deste Artigo, terá a destinação determinada pela Assembléia Geral de acionistas com base na proposta da administração, conforme o disposto nos Artigo 176, parágrafo 3º e 196 da Lei das Sociedades por Ações, observadas as disposições contidas no Artigo 134, parágrafo 4º da referida Lei. Caso o saldo das reservas de lucros ultrapasse o capital social, a Assembléia Geral deliberará sobre a aplicação do excesso na integralização ou no aumento do capital social ou, ainda, na distribuição de dividendos adicionais aos acionistas.	O lucro líquido apurado no exercício terá a seguinte destinação: (a) a parcela de 5% (cinco por cento) será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social; (b) a parcela correspondente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, calculado sobre o saldo obtido com as deduções e acréscimos previstos no Artigo 202, I, II e III da Lei das Sociedades por Ações, será distribuída aos acionistas como dividendo anual mínimo obrigatório; (c) o saldo remanescente, após atendidas as disposições contidas nos itens anteriores deste Artigo, terá a destinação determinada pela Assembléia Geral de acionistas com base na proposta da administração, conforme o disposto nos Artigo 176, parágrafo 3º e 196 da Lei das Sociedades por Ações, observadas as disposições contidas no Artigo 134, parágrafo 4º da referida Lei. Caso o saldo das reservas de lucros ultrapasse o capital social, a Assembléia Geral deliberará sobre a aplicação do excesso na integralização ou no aumento do capital social ou, ainda, na distribuição de dividendos adicionais aos acionistas.	O lucro líquido apurado no exercício terá a seguinte destinação: (a) a parcela de 5% (cinco por cento) será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social; (b) a parcela correspondente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, calculado sobre o saldo obtido com as deduções e acréscimos previstos no Artigo 202, I, II e III da Lei das Sociedades por Ações, será distribuída aos acionistas como dividendo anual mínimo obrigatório; (c) o saldo remanescente, após atendidas as disposições contidas nos itens anteriores deste Artigo, terá a destinação determinada pela Assembléia Geral de acionistas com base na proposta da administração, conforme o disposto nos Artigo 176, parágrafo 3º e 196 da Lei das Sociedades por Ações, observadas as disposições contidas no Artigo 134, parágrafo 4º da referida Lei. Caso o saldo das reservas de lucros ultrapasse o capital social, a Assembléia Geral deliberará sobre a aplicação do excesso na integralização ou no aumento do capital social ou, ainda, na distribuição de dividendos adicionais aos acionistas.
<i>b)</i>	<i>Regras sobre distribuição de dividendos</i>	Vide item 18.1.a deste Formulário de Referência.	Vide item 18.1.a deste Formulário de Referência.	Vide item 18.1.a deste Formulário de Referência.
<i>c)</i>	<i>Periodicidade das distribuições de dividendos</i>	Anual	Anual	Anual

d) Restrições à distribuição de dividendos	A Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a sua condição financeira. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da companhia o permita.	A Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a nossa condição financeira. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da companhia o permita.	A Lei das Sociedades por Ações permite que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a nossa condição financeira. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da companhia o permita.
--	--	--	--

3.5. Sumário das distribuições de dividendos e retenções de lucro ocorridas:

	31.12.2009		31.12.2008		31.12.2007	
a) Lucro líquido ajustado para fins de dividendos(*) (em R\$ mil)	592.635		351.750		414.424	
b) Dividendo distribuído, destacando juros sobre capital próprio, dividendo obrigatório e dividendo prioritário, fixo e máximo (em R\$ mil)	Dividen dos	JSCP	Dividen dos	JSCP	Dividen dos	JSCP
	296.317	0	134.210	103.061	87.289	119.923
c) Percentual de dividendo por lucro líquido ajustado	50%		67%		50%	
d) Dividendo distribuído por classe e espécie de ações (em R\$)	A Companhia possui apenas ações ordinárias	A Companhia possui apenas ações ordinárias	A Companhia possui apenas ações ordinárias			
e) Data de pagamento do dividendo	17/05/2010		05/06/2009		13/05/2008	
f) Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido	9,06%		7,00%		6,39%	
g) Lucro líquido retido (em R\$ mil)	296.318		114.479		207.212	
h) Data da aprovação da retenção	09/04/2010		08/04/2009		08/04/2008	

(*) O valor apresentado se refere ao lucro líquido ajustado e após constituição da reserva legal.

3.6. Dividendos declarados à conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores:

	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2007
<i>Lucros retidos</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Reservas constituídas</i>	0,00	0,00	0,00

3.7. Nível de endividamento da Companhia:

	31.12.2009
a) Montante da dívida de qualquer natureza (em R\$ mil)	3.138.327
b) Índice de endividamento (Passivo Circulante mais o Passivo não-circulante, dividido pelo Patrimônio Líquido)	0,74x
c) Outro índice de endividamento	Não divulgado por se tratar de item de apresentação facultativa

3.8. Obrigações da Companhia de acordo com natureza e prazo de vencimento:

Em 31 de dezembro de 2009 (em R\$ mil):

Prazo	a) inferior a 1 ano	b) superior a 1 ano e inferior a 3 anos	c) superior a 3 anos e inferior a 5 anos	d) superior a 5 anos	Total
Dívidas com Garantia Real	147,409	251,312	107,137	504,380	1.010.238
Dívidas com Garantia Flutuante	184,672	340,668	349,455	280,266	1.155.061
Dívidas Quirografárias	449,923	316,545	206,560	-	973,028
Total	782.004	908.525	663.152	784.646	3.138.327

(*) As informações prestadas neste item referem-se a informações financeiras consolidadas da Companhia.

3.9. Outras informações relevantes:

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 03 do Formulário de Referência.

4. FATORES DE RISCO

Em milhares de reais, exceto quando indicado

4.1. Fatores de risco que podem influenciar a decisão de investimento em valores mobiliários de emissão da Companhia:

a) Com relação à Companhia:

Podemos não conseguir implementar integralmente a nossa estratégia de negócios.

A nossa capacidade de implementar a nossa estratégia de negócios depende de vários fatores. A implementação da estratégia de ampliar a nossa atuação no segmento de geração depende da nossa capacidade de (i) obter o direito de construir novos projetos de geração por meio de licitações conduzidas de acordo com Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico; (ii) completar a construção de novos projetos de geração e evitar atrasos na construção, custos imprevistos que excedam nosso orçamento, problemas de engenharia e ambientais, resolver questões relacionadas à propriedade subjacente, manifestações trabalhistas e outros fatores, especialmente com relação à Pecém, que se encontra atualmente em fase de construção e com previsão para entrar em operação até janeiro de 2012; e (iii) adquirir ativos de energia hidrelétrica já existentes ou aumentar a participação em ativos nos quais somos acionistas. A implementação da nossa estratégia para desenvolver as nossas atividades de comercialização de energia depende de nossa capacidade de (i) operar em um mercado altamente competitivo e (ii) gerenciar os riscos de mercado inerentes ao comércio de energia. Com relação à distribuição, nossa estratégia depende da nossa capacidade em manter investimentos na eficiência operacional. Os preços pelos quais compramos e vendemos energia variam consideravelmente, dependendo, entre outras coisas, de flutuações na demanda devido a fatores econômicos ou outros fatores; condições hidrológicas e seus efeitos no abastecimento de energia; e da disponibilidade de energia das novas usinas de geração. Os nossos sistemas de gerenciamento de risco podem não conseguir identificar e minimizar riscos relevantes, o que pode prejudicar os resultados operacionais da nossa atividade de comercialização. Quaisquer desses fatores podem prejudicar nossa capacidade de executar a nossa estratégia de negócios.

A perda das concessões da Companhia pode gerar prejuízos nos resultados.

Nos termos da Lei de Concessões, uma concessão está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias, quais sejam: encampação, caducidade, rescisão amigável ou judicial, anulação do Contrato de Concessão, falência ou extinção da concessionária, existindo ainda a previsão de indenização e intervenção em determinadas situações descritas no Contrato de Concessão. Em quaisquer dos casos descritos, os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. O Contrato de Concessão prevê o direito à indenização da concessionária. No caso de extinção da concessão da Companhia, não é possível assegurar, na data deste Formulário de Referência, que o valor de eventual indenização será suficiente para compensar a perda de lucro futuro relativo aos ativos ainda não totalmente amortizados ou depreciados.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas UTEs, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A extinção antecipada do Contrato de Concessão, assim como a imposição de penalidades à Companhia associadas a tal extinção, poderão gerar significativos impactos nos resultados da Companhia e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

Tendo em vista o grau de discricionariedade concedido à ANEEL pela Lei de Concessões e pelos contratos de concessão com relação à renovação do prazo das concessões existentes, e dada a falta de precedentes duradouros com relação ao exercício pela ANEEL de tal discricionariedade e interpretação e aplicação da Lei de Concessões, não podemos assegurar que obteremos novas concessões ou que nossas concessões serão renovadas em termos tão favoráveis quanto os atualmente vigentes.

Nossas receitas operacionais podem ser negativamente afetadas por decisões desfavoráveis da ANEEL com relação às nossas tarifas.

As nossas tarifas são determinadas pela ANEEL com base em contratos de concessão. Os nossos contratos de concessão e a lei brasileira estabelecem um mecanismo de limite de preço que permite três tipos de ajustes de tarifa: (i) o reajuste anual, projetado para compensar alguns efeitos da inflação sobre as tarifas e transferir aos clientes certas mudanças em nossa estrutura de custo que estão fora de nosso controle; (ii) a revisão periódica, que ocorre em períodos que variam de três a cinco anos e é projetada para identificar outras variações em nossos custos e eficiência; e (iii) a revisão extraordinária, que podemos solicitar se custos imprevisíveis alterarem significativamente a nossa estrutura de custo.

Tentando alcançar um equilíbrio apropriado entre, de um lado, o interesse dos clientes por um serviço de eletricidade com custo razoável e, de outro lado, nossa necessidade e as necessidades de outros participantes do setor elétrico de gerar lucro adequado, o regulador pode propor ajustamentos tarifários desfavoráveis, impactem negativamente a nossa rentabilidade. Um exemplo ocorreu no reajuste anual aplicado pela ANEEL à tarifa da EDP Bandeirante para o ano de 2004, quando o regulador reduziu provisoriamente a Base de Remuneração Regulatória estabelecida em 2003 em 34,5% do valor anterior, reservando-se o direito de reavaliar esta decisão em 2005.

A ANEEL tem poder discricionário mais amplo para determinar reajustes de tarifa para a EDP Escelsa do que para a EDP Bandeirante e outras empresas de distribuição, porque o contrato de concessão da EDP Escelsa, primeira empresa do setor a ser privatizada, em 1995, não estabelece uma fórmula de reajuste de tarifa. A ANEEL tem regularmente reajustado as tarifas da EDP Escelsa de maneira consistente com a fórmula de reajuste de tarifa aplicável às outras concessionárias, mas não podemos assegurar que a ANEEL continuará a agir dessa maneira no futuro.

O poder discricionário da ANEEL de reajustar as nossas tarifas cria uma grande incerteza na condução dos nossos negócios. Se reajustes de tarifa favoráveis não forem concedidos pela ANEEL tempestivamente, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais podem ser negativamente afetados.

O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é o caso das UHE, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ocorrer em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o acionista controlador, a expansão e diversificação do atual parque gerador poderão ser comprometidos de maneira adversa.

Não podemos assegurar a renovação de nossos Contratos de Concessão. A ANEEL pode nos penalizar por descumprimento de cláusulas de nossos contratos de concessão e podemos não recuperar o valor total de nosso investimento caso quaisquer de nossas concessões sejam extintas.

Realizamos as nossas atividades de distribuição e geração segundo contratos de concessão celebrados por nossas controladas com a ANEEL. As nossas concessões variam de 30 a 35 anos e são renováveis por iguais períodos, mediante nosso requerimento, se determinadas condições forem satisfeitas, sem que precisemos nos sujeitar a novo procedimento licitatório.

Adicionalmente, a ANEEL pode nos impor penalidades que incluem multas significativas (em alguns casos, de até 2% do faturamento, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração) e restrições em nossas operações caso descumprimos qualquer das nossas obrigações estabelecidas nos contratos de concessão. A ANEEL também pode extinguir as nossas concessões antes do término de seus prazos se descumprimos qualquer das condições estabelecidas nos contratos de concessão, no caso de decretação de nossa falência ou dissolução ou por meio de expropriação, se for de interesse público. Caso a ANEEL extinga quaisquer das nossas concessões antes do término do seu prazo, a indenização que nos será devida pela parte não amortizada de nosso investimento pode não ser suficiente para recuperarmos o valor total de nosso investimento. A extinção antecipada ou a não renovação de quaisquer das nossas concessões ou a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL pode ter um efeito negativo relevante sobre a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais. Para mais informações sobre as nossas concessões e datas de vencimento dos nossos contratos de concessão veja o item 9.1 deste Formulário de Referência.

Previsões incorretas das necessidades de energia em nossas áreas de distribuição podem afetar adversamente os nossos resultados operacionais.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, corremos o risco de sermos impedidos de repassar integralmente aos nossos clientes os custos das nossas compras de energia se errarmos na previsão da nossa demanda de energia. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia deve contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, 100% das necessidades de energia previstas para as suas áreas de concessão nos cinco anos seguintes. Se errarmos na previsão de demanda e comprarmos mais ou menos eletricidade do que necessitamos, e os ajustes permitidos pela legislação não forem suficientes para compensar esses erros de previsão, podemos ser impedidos de repassar integralmente aos nossos clientes os custos das nossas compras. Nós não podemos garantir que a nossa previsão de demanda de eletricidade será correta.

A nossa capacidade de receber pagamentos devidos por nossos clientes poderá ser prejudicada caso sua capacidade de pagamento se deteriore.

O recebimento dos pagamentos pela distribuição, geração e comercialização de energia depende da contínua capacidade creditícia dos nossos clientes e da nossa capacidade de cobrar as quantias por eles devidas. Em 31 de dezembro de 2009, as nossas contas a receber vencidas de clientes por energia distribuída totalizaram R\$ 292 milhões, representando 8,4% das nossas receitas de distribuição de energia. Dessa quantia, R\$ 102,1 milhões estavam vencidos há mais de 90 dias, e a inadimplência de entidades do setor público representou 5,5% do total. Se a capacidade de pagamento dos nossos clientes diminuir, o nosso negócio, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão ser afetados negativamente.

Somos objetivamente responsáveis por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia e as nossas apólices de seguro podem não cobrir estes e outros danos integralmente.

De acordo com a lei brasileira, somos objetivamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de eletricidade, como interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição.

Isso significa que podemos ser considerados responsáveis por quaisquer danos, independentemente de culpa ou dolo. As responsabilidades oriundas dessas interrupções ou distúrbios que não são cobertas por nossas apólices de seguro ou que excedam os limites de cobertura podem resultar em custos adicionais significativos e prejudicar os nossos resultados operacionais.

Nossa cobertura de seguro pode não ser suficiente para cobrir eventuais perdas.

Mantemos seguro para perdas resultantes de incêndio, inundações, quebra de máquinas e falta e interrupção de energia em nossas várias subestações, edifícios e instalações e para danos materiais incorridos como resultado de acidentes de transporte. Também contamos com seguro de responsabilidade civil que cobre danos materiais e lesões corporais e danos morais sofridos por terceiros. Nossas apólices de seguro podem não ser suficientes para cobrir totalmente todas as responsabilidades em que podemos incorrer no curso habitual dos nossos negócios. Além disso, pode ser que não sejamos capazes de obter, no futuro, seguro nos mesmos termos que os atuais. Os resultados das nossas operações podem ser prejudicados pela ocorrência de acidentes que resultem em danos em relação aos quais não estejamos totalmente cobertos nos termos das nossas apólices de seguro em vigor.

Estamos expostos a riscos decorrentes de aumentos nas taxas de juros e flutuações na taxa de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2009, 92,4% de nosso endividamento total, ou R\$2.941,4 milhões, estavam denominados em reais e indexados às taxas do mercado financeiro brasileiro, a taxas de inflação ou a taxas de juros flutuantes. Consequentemente, se esses índices e taxas de juros subirem, as nossas despesas financeiras aumentarão. Em 31 de dezembro de 2009, parte da nossa dívida estava denominada em dólares (7,6% em relação ao endividamento total) e, dessa quantia, 99,2%, ou R\$ 240 milhões estavam protegidos contra a variação cambial e, como resultado de tal proteção, estavam sujeitos às variações nos índices de inflação no Brasil. Se as nossas despesas financeiras aumentarem significativamente como resultado de quaisquer desses fatores, a nossa situação financeira e os nossos resultados serão prejudicados.

Se não conseguirmos controlar as nossas perdas de energia, os nossos resultados operacionais e a nossa situação financeira poderão ser prejudicados.

Experimentamos dois tipos de perda de energia: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas acontecem no curso normal da nossa distribuição de eletricidade, já que parte da eletricidade que distribuímos inevitavelmente se dissipar no curso da distribuição. As perdas comerciais são o resultado de conexões ilegais, fraudes, erro na medição de consumo e de faturamento. O total das nossas perdas (técnicas e comerciais) como porcentagem da energia total requerida em 2009 e 2008 representou, respectivamente, 11,2% e 10,7% na EDP Bandeirante e 15,5% e 13,9% na EDP Escelsa. Além disso, medidas governamentais futuras em resposta a eventual escassez de energia, tais como a imposição de limites ao consumo de energia implementada por meio do programa de racionamento em 2001, podem resultar em aumentos nas perdas de energia, uma vez que alguns consumidores tentam burlar tais limites por meio de conexões ilegais, roubo e fraude, como ocorrido em 2001. Como não podemos repassar aos nossos clientes a totalidade dos custos com perdas por meio de aumentos de tarifa, aumentos em nossas perdas podem afetar negativamente a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais.

Decisões adversas em processos judiciais podem afetar negativamente os resultados das nossas operações.

Somos parte em vários processos judiciais e administrativos cíveis, trabalhistas e fiscais, arbitrais e autuações regulatórias e imobiliárias que são ajuizados e/ou instaurados no curso habitual dos nossos negócios. Em 31 de dezembro de 2009, as nossas contingências, relacionadas a ações cuja probabilidade de perda é possível ou provável, decorrentes desses processos somavam R\$ 396,98 milhões. Desse total, aproximadamente 26,96% referem-se a questões fiscais, 23,53% relacionam-se a questões trabalhistas e os 42,71% restantes dizem respeito a outras questões cíveis e comerciais. Em 31 de dezembro de 2009, havíamos estabelecido provisões no valor total de R\$144,52 milhões.

Em 31 de dezembro de 2009, as nossas contingências decorrentes desses processos cuja probabilidade de perda é possível ou provável somavam R\$396,98 milhões. Para uma descrição dos nossos principais processos judiciais cíveis, trabalhistas e fiscais, veja os itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

Se formos condenados a efetuar pagamentos em montante superior ao das nossas provisões, os resultados das nossas operações serão afetados negativamente.

Uma vez que parte significativa dos nossos bens está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos nossos bens inclusive a nossa rede de distribuição de energia e parte dos nossos ativos de geração está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao Poder Concedente, de acordo com os termos das nossas concessões e com a legislação. O valor a que temos direito a título de indenização do Poder Concedente em caso de extinção antecipada de nossas concessões pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos nossos acionistas em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em nossa capacidade de obter financiamentos.

Nossos contratos financeiros possuem obrigações específicas, sendo que qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante nossa condição financeira e nossa capacidade de conduzir nossos negócios.

Somos parte em diversos contratos financeiros, vários dos quais nos exigem manter certos índices financeiros ou cumprir outras obrigações específicas. Qualquer inadimplemento aos termos de nossos contratos financeiros que não seja sanado ou renunciado pelos respectivos credores poderá resultar na decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como pode resultar no vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros. Nossos ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de nossos contratos de financiamento, tanto na hipótese de vencimento normal quanto de vencimento antecipado decorrente de inadimplemento.

Nossas obrigações relativas a fundos de pensão podem ser maiores do que estimamos atualmente e, como resultado, pode ser que sejamos obrigados a fazer contribuições adicionais aos planos de pensão dos nossos funcionários.

A avaliação atuarial realizada na data-base de 31 de dezembro de 2009 demonstrou que os planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, e das perdas atuariais não reconhecidas apresentou saldo negativo (déficit) na EDP Bandeirante no valor de R\$ 81,5 milhões e saldo positivo (superávit) na EDP Escelsa no valor de R\$ 89,6 milhões.

No entanto, se os pressupostos atuariais que adotamos mostrarem-se incorretos, ou em caso de reduções nas taxas de juros por longos períodos de tempo, reduções dos valores de mercado dos títulos mantidos pelos planos ou de outras adversidades, o déficit atuarial dos nossos planos pode aumentar, afetando, com isso, as previsões de tempo e aumentando o nível das contribuições em dinheiro que precisamos fazer aos planos dos nossos funcionários.

Poderemos vir a precisar de capital no futuro, por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá afetar o preço das ações de nossa emissão e resultar em uma diluição da participação do investidor nas ações de nossa emissão.

Poderemos vir a ter que captar recursos no futuro por meio de operações de emissão pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas. Qualquer captação de recursos por meio da distribuição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas pode resultar em alteração no preço das ações e na diluição da participação do referido investidor nas ações de nossa emissão.

Além disso, a Companhia e suas controladas não podem assegurar a disponibilidade de capital adicional ou, se disponível, que o mesmo terá condições satisfatórias. A falta de acesso a capital adicional em condições satisfatórias, inclusive, aumento nas taxas de juros, pode restringir o crescimento e desenvolvimento das atividades da Companhia e de suas controladas, o que pode vir a prejudicar suas atividades, situação financeira e resultados operacionais e, consequentemente, o preço dos seus valores mobiliários e os de suas controladas.

b) Com relação à sua controladora, direta ou indireta, ou grupo de controle

Os interesses dos nossos acionistas controladores podem entrar em conflito com os interesses dos investidores.

Os nossos acionistas controladores tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de qualquer deliberação que exija aprovação de acionistas, inclusive nas operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações, parcerias e a época e montante do pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório impostas pela Lei das Sociedades por Ações. Os acionistas controladores poderão ter interesse em realizar aquisições, alienações, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que podem entrar em conflito com os interesses dos investidores.

Nosso acionista controlador poderá optar pelo cancelamento da negociação de nossas ações no Novo Mercado, o que poderia implicar alteração da liquidez e do preço de nossas ações além de alteração dos direitos de nossos acionistas minoritários. Além disso, é possível que o cancelamento da negociação de nossas ações no Novo Mercado ocorra por motivos alheios à nossa vontade.

Podemos, a qualquer momento, requerer o cancelamento de nossa listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em Assembleia Geral por acionistas que representem a maioria das nossas ações, e desde que a BM&FBOVESPA seja informada por escrito com, no mínimo, 30 dias de antecedência. Nossa saída do Novo Mercado não implicará a perda da nossa condição de companhia aberta registrada na BM&FBOVESPA.

O preço da OPA corresponderá, no mínimo, ao valor econômico apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação por sociedade especializada e independente do nosso poder de decisão, dos nossos administradores ou acionistas controladores, com experiência comprovada, que será escolhida pela Assembleia Geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação ser tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação dos acionistas presentes, não se computando os votos em branco. Referida assembleia, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total de ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo ofertante.

Nos termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, caso o nosso controle seja alienado nos 12 meses subsequentes à saída do Novo Mercado, o comprador e o acionista controlador alienante, conjunta e solidariamente, deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, não poderemos solicitar a listagem de valores mobiliários de nossa emissão no Novo Mercado pelo período de dois anos subsequentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do nosso controle após nossa saída do Novo Mercado.

Os titulares de nossas ações poderão não receber dividendos.

O nosso Estatuto Social dispõe que uma quantia equivalente a 25% do lucro líquido anual ajustado, conforme reduzido pelas destinações à reserva legal e à reserva para contingências (se houver), e conforme acrescido da reversão de valores da reserva para contingências anteriormente formuladas (se houver), deverá estar disponível para distribuição a título de dividendo ou pagamento de juros sobre capital próprio, em qualquer exercício social. Ademais, o dividendo obrigatório poderá ser limitado à parcela realizada do lucro líquido. Esta quantia representa o dividendo obrigatório. A respeito da exigência do pagamento do dividendo obrigatório, podemos optar por não pagar dividendos aos nossos acionistas em qualquer exercício fiscal se o nosso Conselho de Administração determinar que essas distribuições não seriam aconselháveis em vista de nossa condição financeira. Nossa assembleia de acionistas pode mudar a nossa política de dividendos a qualquer momento.

c) Com relação aos seus acionistas

À exceção dos riscos indicados no item 4.1. letra b acima, a Companhia acredita não haver outros riscos relevantes relacionados a seus acionistas..

d) Com relação às suas controladas ou coligadas**Risco de Crédito de Controladas**

A Companhia está exposta a risco de crédito, principalmente quanto às controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, que concentram contas a receber de consumidores. Para mais informações, veja o item 5.1. deste Formulário de Referência.

Algumas controladas possuem covenants financeiros que podem interferir na capacidade de distribuição de dividendos da Companhia.

Somos uma sociedade de participação (*holding*), de modo que nossa receita constitui-se, quase que exclusivamente, em distribuições de nossas controladas na forma de dividendos e juros sobre capital próprio. Algumas das nossas controladas estão sujeitas a determinados contratos de financiamento que restringem a sua capacidade de fazer distribuições de dividendos e de juros sobre capital próprio. Ademais, a ANEEL pode limitar a capacidade das nossas controladas concessionárias de fazer distribuições a nós. Essas restrições podem reduzir o valor dos dividendos que estaria, de outra forma, disponível para distribuição aos detentores de nossas ações.

e) Com relação aos seus fornecedores

Não há riscos dignos de menção associados aos fornecedores.

f) Com relação aos seus clientes

Favor ver o fator de risco "A nossa capacidade de receber pagamentos devidos por nossos clientes poderá ser prejudicada caso sua capacidade de pagamento se deteriore" indicado no item 4.1. "a" deste Formulário de Referência.

g) Com relação aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Tendo em vista que as atividades da Companhia e suas controladas são reguladas, os fatores de risco referentes aos seus segmentos de atuação estão indicados no subitem "h" abaixo, relacionado a riscos de regulação.

h) Com relação à regulação dos setores em que a Companhia atua

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores tem, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive a influência sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que a Companhia está autorizada a celebrar. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. O Supremo Tribunal Federal brasileiro ainda não emitiu decisão final nesse caso, muito embora recentemente tenha concordado em negar solicitação para suspender a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico enquanto a contestação ainda está pendente. Caso considere a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico inconstitucional, pode ocorrer grande incerteza no Brasil a respeito do modelo regulador adequado ao setor elétrico, afetando de maneira adversa a condução de nossos negócios. Além disso, não há como prevermos quais seriam os termos de um modelo alternativo para regulamentação do setor elétrico no Brasil. Provavelmente haveria custos de realinhamento dos negócios para atender às exigências de tal modelo, afetando de maneira adversa nossa situação financeira e resultados operacionais.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais: (a) alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia; (b) descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais; e (c) imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras.

A Companhia não pode assegurar as políticas que serão adotadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais definições poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Estamos sujeitos a numerosas leis e regulamentações de segurança, saúde e meio ambiente que podem ficar mais rigorosas no futuro e resultar em mais responsabilidades e mais dispêndios de capital.

Nossas atividades de distribuição e geração estão sujeitas a uma rigorosa legislação de segurança, saúde e meio ambiente nas esferas Federal, Estadual e Municipal, como também à fiscalização das agências governamentais responsáveis pela implementação desta legislação e políticas correlatas. Esta legislação requer que nós, entre outras coisas, obtenhamos licenças ambientais para a construção de novos empreendimentos ou para a instalação e operação de novos equipamentos necessários para nossas atividades. As regras são complexas e podem mudar com o tempo, dificultando ou até mesmo impossibilitando a nossa capacidade de cumprir as exigências aplicáveis, o que impediria as operações atuais ou futuras de geração e distribuição. Pessoas físicas, organizações não governamentais e o público em geral tem o direito de comentar e, de outra forma, acompanhar o processo de licenciamento, podendo inclusive propor medidas judiciais para suspendê-lo ou cancelá-lo, ou incitar as autoridades públicas para que o façam. Além disso, agências governamentais podem aplicar sanções contra nós, no caso de não cumprirmos a legislação de segurança, saúde e meio ambiente. Estas sanções podem incluir, entre outras, a imposição de multas, o cancelamento de licenças e até mesmo a paralisação de obras e atividades. Além disso, o não cumprimento desta legislação pode também acarretar sanções criminais contra nós e nossos administradores, independentemente da obrigação de reparar ou

indenizar os eventuais danos causados. O cumprimento da legislação de segurança, saúde e meio ambiente pode nos forçar a incorrer dispêndios de capital e, por conseguinte, desviar recursos dos investimentos planejados, o que poderá ter efeito negativo em nossa situação financeira e resultados operacionais.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, e/ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o resarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros e a paralização das operações. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, consequentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Consumidores usuários da rede da Companhia podem deixar de utilizá-la.

Parte significativa da receita operacional líquida da Companhia é proveniente do pagamento da TUSD pela utilização de sua rede por consumidores livres na área de concessão. Se tais consumidores livres conectarem-se diretamente à Rede Básica, a Companhia sofrerá uma perda de arrecadação. A Companhia não pode assegurar que seus maiores clientes consumidores livres não estejam avaliando atualmente a possibilidade de conectar diretamente à Rede Básica ou de implantar projetos de auto-geração, o que, em qualquer caso, poderá afetar substancial e adversamente os resultados operacionais da Companhia. Adicionalmente, a TUSD é uma tarifa estabelecida pela ANEEL com base na inflação e nos investimentos de expansão, manutenção e operação da rede verificados no ano anterior, de modo que os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados na medida em que a TUSD não seja adequadamente reajustada pela ANEEL.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o resarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode vir a ter um efeito adverso para a Companhia e para o valor de mercado de seus valores mobiliários.

A concentração da matriz energética do setor elétrico brasileiro, o impacto de uma potencial falta de eletricidade e o consequente racionamento de energia elétrica poderão ter um efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

O setor elétrico brasileiro, cuja matriz energética é muito concentrada na geração hidrelétrica de energia, que representou 83,8% da capacidade disponível no SIN em 31 de dezembro de 2008, enfrenta uma restrição natural à sua capacidade de geração. As UHEs não podem gerar energia além da capacidade possibilitada pelos recursos hídricos do País. O controle do nível dos reservatórios efetuado pelo ONS busca otimizar o nível de água disponível para geração hidrelétrica em cada uma das usinas associadas aos respectivos reservatórios, além de manter certa quantidade de água em reserva, para situações de emergência.

O setor elétrico brasileiro é, portanto, vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que eventualmente podem impedir o total aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do SIN, não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País. Diante dessa condição adversa, em 15 de maio de 2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento.

O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para Consumidores Livres, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Após este período, o Brasil enfrentou uma baixa pluviométrica, a qual afetou o preço da energia vendida.

Não podemos assegurar que períodos com médias pluviométricas baixas ou extremamente baixas não afetarão adversamente o resultado operacional da Companhia no futuro. Ressalta-se que Procedimentos de Segurança Energética adotados pelo ONS determinam o despacho antecipado de usinas termoelétricas, evitando o deplecionamento dos reservatórios, ou seja, a redução dos seus níveis de água armazenada em determinado período de tempo, e diminuindo sensivelmente o risco de um novo Racionamento de Energia.

Caso o Brasil passe por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A energia assegurada de nossas usinas hidrelétricas pode sofrer redução.

A renda de companhias hidrelétricas de geração no Brasil depende da quantidade de eletricidade contratada para venda de acordo com contratos de longo prazo no ambiente de contratação regulada, e é definida como "energia assegurada". De acordo com o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, a cada usina hidrelétrica participante do SIN corresponderá a um montante de Energia Assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada. A Energia Assegurada relativa a cada usina participante do MRE constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema e será revista a cada cinco anos, ou na ocorrência de eventos relevantes. As revisões não poderão implicar redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a 10% do valor de base, constante do respectivo Contrato de Concessão. Em 18 de novembro de 2004, o MME divulgou Portaria nº 303, na qual estabelece que a garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, é o valor vigente naquela data, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014. Não temos como garantir que a Energia Assegurada de nossas usinas hidrelétricas não será reduzida a partir de 2015, e que nosso resultado operacional não será adversamente afetado na medida em que sua Energia Assegurada seja reduzida.

Modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil em função de sua convergência às práticas contábeis internacionais (IFRS) podem afetar adversamente nossos resultados.

Em 28 de dezembro de 2007, foi aprovada a Lei nº 11.638/07, complementada pela Lei nº 11.941/09 (conversão, em lei, da MP 449), que alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações, notadamente em relação ao capítulo XV, sobre matérias contábeis, em vigência desde 1º de janeiro de 2008. Essa Lei tem, principalmente, o objetivo de atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil com aquelas constantes no IFRS e permitir que novas normas e procedimentos contábeis, emitidos por entidade que tenha por objeto o estudo e a divulgação de princípios, normas e padrões de contabilidade e de auditoria, sejam adotadas, no todo ou em parte, pela CVM. A maior parte desta regulamentação ou legislação já foi aprovada e publicada. As mudanças que entraram em vigor em 2008 e 2009 foram refletidas nos exercícios de 2007 a 2009 e até 2010, respectivamente, nas nossas demonstrações financeiras e estão descritas na nota explicativa nº 3.1 de nossas demonstrações financeiras. Além disso, a entrada em vigor de novas práticas contábeis, pode produzir impactos relevantes nas nossas demonstrações financeiras, com possível efeito em nosso resultado contábil, incluindo possíveis impactos nas bases de distribuição de dividendos e podem ainda afetar adversamente o cumprimento de índices financeiros relativos a contratos de financiamento.

i) Com relação aos países estrangeiros onde a Companhia atua

Não aplicável, pois a Companhia não atua em países estrangeiros.

4.2. Expectativas de redução ou aumento na exposição a riscos relevantes:

A Companhia monitora constantemente os riscos do seu negócio e que possam impactar de forma adversa suas operações e seus resultados, inclusive mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar suas atividades. Atualmente, a Companhia não identifica cenário de aumento ou redução de riscos mencionados acima.

4.3. Processos judiciais, administrativos e arbitrais em que a Companhia ou suas controladas são partes, são relevantes para seus negócios e não estão sob sigilo:

A Companhia ou suas controladas são parte em diversos processos administrativos, judiciais e arbitrais envolvendo tributos, obrigações trabalhistas, responsabilidade civil, ambiental e regulatória dentre outros.

Em 31 de dezembro de 2009, o valor consolidado dos processos em que a Companhia e suas controladas figuravam como parte representava uma contingência relacionada a ações judiciais, processos administrativos, arbitrais, autuações regulatórias e imobiliárias cuja probabilidade de perda é possível e provável de aproximadamente, R\$ 396,9 milhões, dos quais R\$144,5 milhões encontravam-se provisionados.

A classificação da probabilidade de perda relacionada aos processos que envolvem a Companhia e suas controladas levam em conta o prognóstico de perda “provável”, “possível” ou “remoto”, com base na análise dos fatos alegados na peça processual inicial e os argumentos de defesa, do pleito deduzido em face da situação fática e de direito, da posição jurisprudencial dominante em casos análogos, além da opinião dos advogados internos e externos responsáveis pela condução de cada processo.

Os valores a serem provisionados são determinados com base nos valores efetivamente envolvidos e no parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos, sendo que somente são provisionados os valores relativos aos processos considerados como sendo de perda provável. Tendo em vista o método de provisionamento descrito acima, o valor provisionado pela Companhia e suas controladas em relação a cada processo pode não corresponder ao valor das despesas ou perdas que a Companhia e suas controladas venham a efetivamente incorrer.

A Companhia destaca que a EDP Bandeirante possui diversos processos de natureza cível, tributária e trabalhista, os quais a Companhia e a EDP Bandeirante entendem serem de expectativa de perda remota, nos quais os valores não estão inseridos no valor total das contingências demonstrado a seguir, em função da natureza subjetiva dos pedidos a eles relativos, e que a Companhia e a EDP Bandeirante estimam não representar contingência relevante.

Operações com partes relacionadas são reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. O conglomerado EDP, controlador de empresas reguladas, possui operações entre partes relacionadas. Algumas dessas operações estão sob análise do regulador que, caso entenda ter havido algum descumprimento da regulamentação vigente, pode aplicar penalidades que, em seu valor máximo, chegariam a 2% da receita operacional líquida das concessionárias envolvidas.

Os litígios mais relevantes para os negócios da Companhia e de suas controladas são descritos abaixo:

Processos de natureza Cível, Arbitral e Regulatória

As empresas do conglomerado da Companhia figuram como parte em diversos processos judiciais e administrativos que versam sobre matéria cível, arbitral e regulatória, os quais, em 31 de dezembro de 2009, representavam contingências relacionadas a ações cuja probabilidade de perda é possível ou provável de aproximadamente R\$ 169,5 milhões, dos quais R\$ 64,9 milhões encontravam-se provisionados. De uma maneira geral, os processos de natureza cível envolvem indenizações decorrentes de acidentes com terceiros, suspensão do fornecimento de energia elétrica, medidas envolvendo o racionamento de energia, furto de energia, indenizações por danos a equipamentos, questionamentos relativos à cobrança, planos econômicos, entre outros.

Além disso, a Companhia figura como parte em processos que versam sobre: (i) desapropriações e servidões administrativas; (ii) validade dos critérios adotados para cálculo dos valores cobrados a título de iluminação pública e respectiva devolução dos valores cobrados indevidamente; (iii) questionamentos relativos à cobrança de valores advindos de constatação de supostas fraudes, ou defeitos no medidor de energia; (iv) cobrança de custos com linha de transmissão; (v) indenização pela cobrança retroativa de valores e de faturas em um mesmo mês; (vi) cobrança conjunta, na conta de energia, de valores de natureza diversa; (vii) a revisão tarifária de 1999 (criação da "Tarifa Mínima", ou "Tarifa Social"); (viii) contendas contratuais; (ix) indenizações devidas ao alagamento decorrente da instalação da UHE Lajeado; (x) devolução dos valores advindos do Encargo do custo de energia emergencial; (xi) pleitos requerendo a Universalização dos serviços de fornecimento de energia; (xii) indenizações por oscilação de energia.

Processos Trabalhistas

A Companhia e suas controladas figuram como parte em diversos processos judiciais que versam sobre matéria trabalhista, os quais em 31 de dezembro de 2009, representavam contingências relacionadas a ações cuja probabilidade de perda é possível ou provável de, aproximadamente, R\$ 93,4 milhões, dos quais R\$ 45,7 milhões encontravam-se provisionados.

De maneira geral, os processos trabalhistas em que a Companhia e suas controladas são parte, versam sobre horas extras, férias, Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), 13º salário, adicional de periculosidade, equiparação salarial, responsabilidade subsidiária envolvendo empresas prestadoras de serviços, planos de demissão voluntária e planos de aposentadoria, entre outros.

Processos Tributários

O valor das ações cuja probabilidade de perda é possível ou provável, segundo avaliação da Companhia e suas controladas e de seus assessores jurídicos, totalizavam em 31 de dezembro de 2009, aproximadamente, R\$ 107,0 milhões, dos quais R\$ 6,9 milhões estavam provisionados.

Processos Judiciais

EDP Bandeirante

Processo: 1999.61.00.030115-0	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal 3ª Região
b) Instância	Segunda
c) Data de instauração	29/06/1999
d) Partes do processo	Autora: Bandeirante Energia S.A. Ré: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor não estimável
f) Principais fatos	Mandado de Segurança impetrado para obter o reconhecimento do direito de recolher a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), nos termos da legislação anterior à Lei nº 9.718/98 – tanto a majoração da alíquota de 2% para 3%, e a ampliação da base de cálculo. O processo encontra-se em fase de discussão de levantamento de depósitos judiciais realizados, após o trânsito em julgado de decisão parcialmente procedente em 29/05/2006. A decisão foi procedente para a EDP Bandeirante com relação à ampliação da base de cálculo e improcedente com relação à majoração de alíquota da COFINS. Foi autorizado o levantamento do depósito, entretanto a União interpôs Agravo de Instrumento, ainda pendente de apreciação. O argumento da União pela impossibilidade do levantamento do depósito judicial restringi-se à existência do Processo Administrativo 19515.000780/2003-77 oriundo de auto de infração lavrado em face da Bandeirante por meio do qual se questionou o recolhimento a menor da COFINS sobre fatos geradores ocorridos no período de fevereiro a dezembro de 1999 com relação à (i) diferença da aplicação da alíquota de 2% e alíquota de 3% sobre as receitas de vendas, e (ii) não inclusão das receitas financeiras na base de cálculo. Em dezembro de 2009, foi feita adesão ao parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 com a inclusão parcial do referido processo administrativo (apenas os valores e discussão à majoração da alíquota da COFINS).

g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	O valor do depósito convertido em renda da União na consolidação dos débitos da EDP Bandeirante incluídos no parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (para pagamento do Processo Administrativo 19515.000780/2003-77).
i) Valor provisionado, se houver	Não há.

Processo: 1999.61.00.0044512-2	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal 3ª Região
b) Instância	Segunda
c) Data de instauração	09/09/1999
d) Partes do processo	Autoras: EDP Bandeirante e Eletropaulo Ré: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 365,3 milhões
f) Principais fatos	<p>Garantia do direito de quitar os débitos das execuções fiscais 98.0518346-7 e 98.0522026-5 com o benefício da anistia concedida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8.</p> <p>No curso do mandado de segurança nº 92.0054247-6 (impetrado pela EDP Bandeirante e Eletropaulo para discutir a constitucionalidade da COFINS, o fisco federal ajuizou as execuções fiscais nºs 98.0518346-7 e 98.0522026-5, exigindo os valores da COFINS de 1993 a 1995.</p> <p>Antes de ocorrer o julgamento do referido mandado de segurança, o Pleno do Supremo Tribunal Federal fixou entendimento de que a imunidade não abrange a COFINS; assim, o mandado de segurança interposto pela EDP Bandeirante e pela Eletropaulo perdeu seu objeto.</p> <p>Neste cenário, a União Federal concedeu anistia (por meio das Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8) aos contribuintes que tivessem deixado de recolher tributos por entendê-los indevidos.</p> <p>Por discordar do entendimento da Procuradoria da Fazenda Nacional de que não faziam jus à referida anistia, a EDP Bandeirante e a Eletropaulo efetuaram o depósito judicial dos valores questionados e em seguida ajuizaram a ação de consignação em pagamento nº 1999.61.00044512-2 com o objetivo de ter reconhecida a quitação das execuções fiscais nº 98.0518346-7 e 980522026-5.</p> <p>Referida ação de consignação em pagamento foi julgada procedente e as execuções fiscais nº 98.0518346-7 e 980522026-5 foram declaradas extintas.</p> <p>Inconformada com esta decisão, a União Federal interpôs recurso de apelação contra a decisão que declarou extintas as execuções fiscais mencionadas. Este recurso aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, motivo pelo qual as execuções fiscais ainda não foram extintas.</p>

g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento do valor total exigido nas execuções fiscais
i) Valor provisionador	Não há.

Processos Administrativos

EDP Bandeirante

Processo: AIIM 3084237-2	
a) Juízo	TIT – Tribunal de Impostos e Taxas
b) Instância	Segunda
c) Data de instauração	13/12/2007
d) Partes do processo	Autora: Fazenda do Estado de São Paulo Ré: Bandeirante Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 58,2 milhões – valor da autuação
f) Principais fatos	Auto de infração lavrado contra a EDP Bandeirante referente a créditos de ICMS, os quais foram utilizados entre janeiro de 2002 a dezembro de 2003 . Parte do valor questionado foi pago pela EDP Bandeirante no Programa de Parcelamento Incentivado - PPI/2007 e o restante está sendo discutido administrativamente pela EDP Bandeirante. Este processo encontra-se em segunda fase administrativa, no Tribunal de Impostos e Taxas (TIT). Aguardando julgamento do recurso ordinário proposto pela EDP Bandeirante.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento do tributo.
i) Valor provisionado, se houver	Não há

EDP Escelsa

Processo:	11543.00.4092/2001-75
a) Juízo	Administrativo Federal
b) Instância	Segunda
c) Data de instauração	15/10/2001
d) Partes do processo	Autora: Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - Escelsa Ré: Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 131,3 milhões
f) Principais fatos	A EDP Escelsa discute administrativamente o direito de compensar débitos de PIS e COFINS com créditos de IRRF, cujas compensações foram realizadas nos anos-calendário 2001, 2002 e 2003. Ao analisar o pedido de compensação apresentado pela EDP Escelsa, a Receita Federal do Brasil apontou a existência de mais débitos do que créditos compensáveis. A EDP Escelsa apresentou Recurso Voluntário junto ao Conselho de Contribuintes em face do acórdão que deixou de homologar parte das compensações efetuadas pela empresa. O Conselho de Contribuintes por unanimidade de votos converteu o julgamento em diligência para apurar créditos / débitos compensados.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento do Tributo
i) Valor provisionado, se houver	Não há

Processos e Inquérito Civil de Natureza Ambiental

Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia e suas controladas figuravam como parte em diversos processos judiciais e administrativos que versavam sobre matéria ambiental. As ações civis públicas não possibilitam uma estimativa de desembolso confiável, não sendo possível constituir valor provisionável para tais contingências, as quais possuem riscos de perda classificados como remotos e possíveis. De uma maneira geral, os processos de natureza ambiental tem por objeto eventos interpretados pelas autoridades ambientais e/ou pelo Ministério Público como descumprimento à legislação ambiental.

Processos Judiciais

EDP Escelsa

Processo: 2003.50.01.011103-4	
a) Juízo	3ª Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Espírito Santo.
b) Instância	2ª Instância - TRF 2ª Região.
c) Data de instauração	14/11/2003.
d) Partes do processo	Autor: Ministério Público Federal Ré: EDP Escelsa
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Não Estimável
f) Principais fatos	Foi ajuizada ação civil pública questionando o fornecimento de energia em áreas de preservação ambiental (terras devolutas). Em setembro de 2009, foi proferida sentença julgando parcialmente procedente a pretensão do Ministério Público Federal, extinguindo o feito com resolução do mérito, nos termos do art. 269, I, do CPC, para determinar à EDP Escelsa que consulte a GRSPU/ES antes de efetivar ligações de energia elétrica em unidades consumidoras em todos os casos em que o pedido de ligação for relativo a locais que se situem em zonas de praia ou a menos de 33 metros do limite atual da linha do mar, bem como mantendo a antecipação dos efeitos da tutela anteriormente deferida. A GRSPU/ES terá o prazo de 15 (quinze) dias para responder à consulta da EDP Escelsa. Caso a GRSPU/ES informe que o requerente pretende a instalação de energia em área irregularmente ocupada, a EDP Escelsa não efetivará a ligação, a menos que a GRSPU/ES autorize expressamente. Caso seja ultrapassado o prazo de 15 (quinze) dias sem resposta da GRSPU/ES, a EDP Escelsa poderá efetivar a ligação. A determinação não se aplica à cidade de Vitória e às cidades nas quais o GRSPU/ES delimitou os "terrenos de marinha". Com relação a estas, a GRSPU/ES deverá fornecer à EDP Escelsa as plantas indicativas das áreas de marinha e somente poderá efetivar a ligação de energia elétrica no âmbito destas áreas caso o requerente apresente a autorização da União, nos termos do art. 29, II, da resolução no. 456/2000 da ANEEL. Com base no disposto no art. 84, § 4º, da Lei 8078/90, o juiz fixou multa de R\$ 1.000,00 (mil reais) para cada ato de descumprimento desta decisão. Atualmente, os autos aguardam julgamento de Recurso de Apelação no TRF 2ª Região.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	Entendemos que o impacto do processo em tela se restringe ao eventual descumprimento da decisão acima referenciada, incidindo a multa especificada na decisão.
i) Valor provisionado, se houver	Não há

Inquérito Civil
UTE Resende

Processo: 058/2005	
a) Juízo	Promotoria da Justiça de Resende da Comarca de Resende
b) Instância	Administrativa
c) Data de instauração	12/03/2002
d) Partes do processo	Autor: Ministério Público; Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA (interessado) Ré: UTE Resende
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Não se aplica
f) Principais fatos	Foi instaurado inquérito civil com o propósito de apurar danos ambientais decorrentes do empreendimento, Apura-se a regularidade da licença ambiental da empresa para a implantação do empreendimento (gasoduto, limite de transmissão e impactos sobre o lobo-guará.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda do processo	Possibilidade de embargo da obra, até a regularização.
i) Valor provisionado, se houver	Não há

4.4. Processos judiciais, administrativos e arbitrais em que a Companhia ou suas controladas são partes, não estão sob sigilo e cujas partes contrárias são administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de seus controladores:

A Companhia e suas controladas não possuem processos judiciais, administrativos ou arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

4.5. Impactos em caso de perda e valores envolvidos em processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas são parte:

A Companhia e suas controladas possuem 01 (um) processo sigiloso relevante, conforme informações abaixo:

a) Valores envolvidos:	R\$ 25,2 milhões
b) Impactos em caso de perda	Desembolso e pagamento do valor envolvido

4.6. Processos judiciais, administrativos e arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, em que a Companhia ou suas controladas são partes, não estão sob sigilo e em conjunto são relevantes para seus negócios até a data de 31 de dezembro de 2009:

Processos de Natureza Cível, Arbitral e Regulatória

Companhia

Processos Judiciais

a) Valores envolvidos:	R\$ 52,4 milhões
b) Valores provisionados:	R\$ 22,2 Milhões
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	<p>Em decorrência do contrato de Permuta de ativos celebrado entre a Companhia e o Grupo Rede e Rede Power, a Companhia comprometeu-se em indenizar o Grupo Rede e Rede Power, das contingências judiciais que a Enersul venha a assumir, referentes a fatos geradores ocorridos em data anterior ao fechamento da operação de permuta, que ocorreu em 11 de setembro de 2008, estando tal assunção de responsabilidade limitada quantitativamente a R\$100 milhões e temporalmente às contingências concretizadas em até 10 anos contados do fechamento da operação.</p> <p>Não estão incluídas nas limitações contratuais de responsabilidade 11 demandas específicas, elencadas em anexo próprio do termo de permuta de ativos, totalizando o valor estimado envolvido de R\$300 milhões.</p>

a) Valores envolvidos:	R\$ 236,2 milhões
b) Valores provisionados:	Não há.
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	<p>As concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Companhia, a saber, EDP Bandeirante e EDP Escelsa, juntamente com outras distribuidoras, são parte em ações civis públicas ajuizadas pelo Ministério Público Federal que questiona os critérios utilizados na revisão tarifária de 2003. O Ministério Público Federal pleiteia a devolução aos consumidores dos valores dos reajustes de tarifas realizados em 2003 com base no IGPM, por entender que os mesmos foram cobrados indevidamente pelas distribuidoras. Não temos como estimar qual o potencial valor de perda exclusivamente de nossas concessionárias e não há provisionamento para essas ações. Com relação à ação civil pública envolvendo a Enersul, apesar dessa empresa não ser mais controlada da Companhia, pelo contrato de permuta firmado com Grupo Rede e a Rede Power, a Companhia é obrigada a indenizar Grupo Rede e a Rede Power na hipótese de eventual condenação que a Enersul venha a sofrer nesta ação, bem como resarcí-las caso tal decisão tenha como reflexo a redução de tarifas.</p>

EDP Bandeirante

a) Valores envolvidos:	R\$ 41,8 milhões
b) Valores provisionados:	R\$ 41,8 milhões
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	Destacam-se dentre os processos cíveis que envolvem a EDP Bandeirante os pedidos de restituição feitos à EDP Bandeirante dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE n.º 38, de 27 de fevereiro de 1986 e n.º 45, de 4 de março de 1986 - Plano Cruzado, que vigoraram de março a novembro daquele ano e seus reflexos. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário.

Processos Trabalhistas:

Processos Judiciais

Companhia

a) Valores envolvidos:	R\$ 96 milhões
b) Valores provisionados:	Não há
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	Em decorrência do contrato de Permuta de ativos celebrado entre a Companhia e o Grupo Rede e Rede Power, a Companhia comprometeu-se em indenizar o Grupo Rede e Rede Power, das contingências judiciais que a Enersul venha a assumir, referentes a fatos geradores ocorridos em data anterior ao fechamento da operação de permuta, que ocorreu em 11 de setembro de 2009, não incluindo as contingências relacionadas a duas ações coletivas ajuizadas pelo Sindicato dos Trabalhadores da Indústria e Comércio de Energia do Estado de Mato Grosso do Sul em face da Enersul. Tal assunção de responsabilidade é limitada quantitativamente a R\$100 milhões de reais e temporalmente às contingências concretizadas em até 10 anos contados do fechamento da operação. Tais limites também se aplicam aos demais desembolsos relacionados à troca de ativos e não apenas a questões trabalhistas.

EDP Bandeirante:

a) Valores envolvidos:	Neste momento não é possível a definição de valores para estes, tendo em vista os períodos postulados e as demais características individuais dos autores em relação às empresas.
b) Valores provisionados:	Não há
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	Há processos trabalhistas ajuizados contra a EDP Bandeirante que envolvem sua responsabilidade por obrigações trabalhistas nos períodos posteriores a 1º de janeiro de 1998, conforme protocolo de cisão parcial da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. e EBE - Empresa Bandeirante de Energia. Posteriormente, nos termos do Protocolo de Cisão Parcial da EBE - Empresa Bandeirante de Energia, ocorrida em 1º de outubro de 2001, a atual EDP Bandeirante e a CPFL – Companhia Piratininga de Força e Luz, se tornaram responsáveis pelas obrigações correspondentes aos empregados alocados nas respectivas regiões assumidas pelas empresas, ao passo que as responsabilidades das ações corporativas são repartidas na proporção percentual determinada no respectivo protocolo de cisão.

Processos Tributários

A Companhia e suas controladas não possuem processos judiciais, administrativos e arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, em que a Companhia ou suas controladas são parte, até a data de 31 de dezembro de 2009.

Processos Ambientais

Processos Judiciais e Administrativos

Pecém

a) Valores envolvidos:	Não estimável
b) Valores provisionados:	Não há provisão.
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	03 ações civis públicas e 01 ação cautelar incidental, além de 09 procedimentos administrativos, propostos por órgãos ambientais, dentre eles: Ministério Público Federal, Defensoria Pública do Estado do Ceará e comunidades locais que, de modo geral, questionam o Licenciamento Ambiental do Complexo Industrial e Portuário Porto de Pecém, que abriga o empreendimento UTE PECEM (Usina Termelétrica movida a carvão mineral).

Enerpeixe

a) Valores envolvidos:	Não estimável
b) Valores provisionados:	Não há provisão.
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	02 ações civis públicas ajuizadas pelo Ministério Público Federal e 01 Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Estadual, objetivando de modo geral compensações ambientais e sociais decorrentes da implantação da Usina AHE Peixe-Angical.

Investco

a) Valores envolvidos:	Não estimável
b) Valores provisionados:	Não há provisão.
c) Prática da Companhia ou Controlada que causou tal contingência:	Existiam até o dia 31 de Dezembro de 2009, 01 Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal e 03 Autos de Infração, decorrentes da implantação da usina UHE – Luis Eduardo Magalhães ("UHE Lajeado").

4.7. Outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

A Companhia não possui outras contingências relevantes além daquelas descritas neste item 4 do Formulário de Referência.

4.8. Restrições impostas a emissores estrangeiros.

Não aplicável, pois a Companhia é emissor nacional

5. RISCOS DE MERCADO

Em milhares de reais, exceto quando indicado

5.1. Riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxa de juros:

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, a Companhia está exposta a riscos de mercado decorrentes de suas atividades envolvendo principalmente a possibilidade de mudanças nas taxas de juros, flutuações na taxa de câmbio e risco de crédito. Além disso, os principais fatores macroeconômicos que podem influenciar os negócios da Companhia são descritos abaixo.

Risco de crédito. O risco de crédito configura-se, principalmente pelas atividades desenvolvidas pela Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante") e Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa ("EDP Escelsa"), decorrente do faturamento a receber de consumidores. O risco é atenuado pela venda da energia elétrica ao mercado de clientes pulverizado com condições regulatórias adequadamente estabelecidas que estabelece a suspensão do fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, está sujeita a modificação dependendo de decisão de processos judiciais em andamento, movidos por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado vigentes de junho de 2001 a fevereiro de 2002..

Risco de vencimento antecipado. Algumas das controladas da Companhia possuem debêntures, contratos de empréstimo e financiamento, bem como notas promissórias com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (covenants financeiros) e de outras condições. O descumprimento dessas restrições poderá implicar o vencimento antecipado das dívidas das controladas da Companhia, o que pode causar um impacto adverso relevante nos seus resultados operacionais e da Companhia.

Risco de escassez de energia elétrica. A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduziria o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, podendo ocasionar aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoelétricas. Numa situação extrema, como ocorrido no Brasil no ano de 2001, poderia vir a ser adotado programa de racionamento que implicaria em redução de receita.

Risco de Taxa de Juros. O endividamento consolidado da Companhia está sujeito a variações na taxa de juros que podem elevar o custo de financiamento. Além disso, as empresas de distribuição da Companhia apresentam ativos e passivos regulatórios com saldo, em 31 de dezembro de 2009, de R\$ 51,1 milhões. Esses ativos e passivos regulatórios estão acrescidos de taxas de juros variáveis. Assim, o passivo total, líquido do ativo e passivo regulatório, consolidado era de R\$11,5 bilhões milhões em 31 de dezembro de 2009. Considerando um aumento hipotético de 100 pontos base nas taxas de juros aplicáveis aos ativos e passivos expostos ao risco, resultaria em um aumento dos encargos financeiros na ordem de R\$ 510,6 mil

Risco de Taxas de Câmbio. Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia possuía R\$1.903,1 milhão em empréstimos e financiamentos de longo prazo e R\$ 548,1 milhões em empréstimos e financiamentos de curto prazo. No mesmo período, o saldo da conta de debêntures era de R\$209,3 milhões no curto e R\$ 451,9 milhões no longo prazo. A Bandeirante Energia S.A. e a Porto do Pécem Geração de Energia S.A., empresas do conglomerado da Companhia, realizaram operações de swap de forma a mitigar o risco de variação de câmbio, sendo que o saldo da dívida consolidada com proteção cambial totaliza R\$ 238,5 milhões. A totalidade da dívida da Companhia em moeda estrangeira está vinculada a contratos de hedge cambial, totalidade de dívida de Pecém em moeda estrangeira está vinculada a contratos de hedge, em 10 de julho de 2009, a Controlada contratou US\$ 327 milhões junto ao Banco Inter-americano de Desenvolvimento, dos quais já desembolsou o valor de US\$ 130 milhões (50% do valor desembolsado, de acordo com a participação da Companhia em Pecém). Caso houvesse uma alteração nas taxas de câmbio na ordem de 10%, o balanço consolidado da Companhia não apresentaria variação.

A Companhia não mantém quaisquer operações, contratos, obrigações ou outros tipos de compromissos em empresas não consolidadas ou outras operações passíveis de gerar um efeito relevante, presente ou futuro, na sua situação financeira e mudanças na sua situação financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, gastos com capital ou recursos de capital, não registradas no balanço patrimonial.

Além dos riscos de mercado dispostos acima, a Companhia está sujeita aos seguintes riscos macroeconômicos:

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Esta influência, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, podem afetar adversamente as atividades da Companhia. A economia brasileira tem sido marcada por frequentes, e por vezes significativas, intervenções do Governo Federal, que frequentemente modifica as políticas monetária, de crédito, fiscal e outras. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e efetuar outras políticas envolveram no passado, entre outras, aumentos nas taxas de juros, mudanças na política fiscal, controle de preço, desvalorização da moeda, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre as mercadorias e os serviços importados. Não temos controle e não podemos prever quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá adotar no futuro. Os negócios, condição financeira e resultados das operações da Companhia podem ser adversamente afetados em razão de mudanças na política pública em nível federal, estadual e municipal, referentes a tarifas públicas e controles de câmbio, bem como de outros fatores, tais como:

- taxas de juros;
- controle no câmbio e restrições a remessas ao exterior;
- variações nas taxas de câmbio;
- inflação;
- liquidez no mercado doméstico financeiro e de capitais e mercado de empréstimos;
- política fiscal e regime tributário, incluindo alterações na legislação tributária e trabalhista; e
- medidas de cunho político, social e econômico que ocorram ou possam afetar o Brasil.

Um exemplo recente de modificação legal foi a imposição de IOF/Câmbio sobre os valores ingressados no País por investidores não residentes no País para aplicações no mercado financeiro e de capitais, à alíquota de 2%, a partir de 20 de outubro de 2009. A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil. Sendo assim, tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão prejudicar as atividades, os resultados operacionais da Companhia.

Esforços do governo para combater a inflação podem retardar o crescimento da economia brasileira e prejudicar os negócios da Companhia. No passado, o Brasil sofreu taxas de inflação extremamente altas e, consequentemente, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas reais de juros do mundo. Entre 2004 e dezembro de 2009, a taxa SELIC variou entre 19,77% e 8,64% ao ano. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e podem voltar a ter efeitos consideráveis sobre a economia brasileira e sobre os negócios da Companhia. As rigorosas políticas monetárias com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. De modo inverso, políticas governamentais e monetárias mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear aumentos das taxas inflacionárias e, em consequência, a volatilidade do crescimento e a necessidade de súbitos e significativos aumentos das taxas de juros. Além disso, podemos não ter condições de ajustar os preços praticados para compensar os efeitos da inflação na estrutura de custos da Companhia. Qualquer destes fatores poderia afetar os negócios da Companhia negativamente.

A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como a Companhia. Durante as últimas décadas, a moeda brasileira teve frequentes e substanciais variações em relação ao dólar americano e a outras moedas estrangeiras. Entre 2000 e 2002, o Real desvalorizou-se consideravelmente em comparação ao Dólar, chegando a uma taxa de R\$3,53 por US\$1,00 no final de 2002. Entre 2003 e meados de 2008, o Real valorizou-se significativamente em relação ao Dólar, impulsionado pela estabilização do ambiente macroeconômico e por um forte aumento dos investimentos estrangeiros no Brasil, com a taxa de câmbio atingindo R\$1,56 por US\$1,00 em agosto de 2008. No contexto da crise que atinge os mercados financeiros globais desde meados de 2008, o Real desvalorizou-se 31,9% em relação ao Dólar ao longo de 2008, alcançando a taxa de R\$2,337 por US\$1,00 no final de 2008. Em 31 de dezembro 2009, a taxa de câmbio era de R\$1,74 por US\$1,00.

A desvalorização do Real em relação ao Dólar poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar o aumento das taxas de juros, o que, por sua vez, poderia afetar negativamente o crescimento da economia brasileira de modo geral e prejudicar tanto a situação financeira como os resultados operacionais da Companhia, além de restringir o acesso aos mercados financeiros internacionais e determinar intervenções governamentais, inclusive por meio de políticas recessivas. Além disso, a desvalorização do Real em relação ao Dólar poderia, , levar à redução do consumo, pressões deflacionárias e menor crescimento da economia de modo geral. Por outro lado, a valorização do Real em relação ao Dólar e a outras moedas estrangeiras poderia resultar na piora da balança comercial brasileira, bem como refrear o crescimento baseado nas exportações. Conforme indicado acima neste item, a Companhia mantém operações com base na variação cambial.

Dependendo das circunstâncias, a desvalorização ou a valorização do Real poderia ter um efeito adverso relevante e negativo no crescimento da economia, bem como nos negócios da Companhia.

5.2. Política de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia, objetivos, estratégias e instrumentos:

As principais ameaças ao desempenho dos negócios são mapeadas, identificadas e tem seu impacto mensurado com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. Esse processo tem coordenação global e inclui um Portal de Riscos na intranet ("Portal"). O tratamento ocorre pela sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência, sempre especificados no Portal. Todos os materiais e relatórios relevantes para o acompanhamento dos riscos são cadastrados no Portal e atualizados de acordo com a periodicidade da informação.

Em modelo descentralizado de gestão, a auditoria interna faz a supervisão dos riscos corporativos, estando diretamente ligada à presidência da Companhia, enquanto os riscos das atividades rotineiras são monitorados pelos respectivos gestores. Está em elaboração um novo mapeamento de todos os riscos aos quais as atividades estão expostas, com o objetivo de rever as relações de incidência e impacto, assim como o apetite da Companhia ao risco, como parte da definição estratégica de riscos controlados.

Esse processo está sendo norteado por aspectos de sustentabilidade, com o objetivo de aperfeiçoar instrumentos e manter a aderência aos princípios que conduzem a atuação do conglomerado EDP. Atende também ao Princípio da Precaução, pelo qual a ausência de absoluta certeza científica não deve ser utilizada como razão para postergar medidas eficazes e economicamente viáveis para prevenir a degradação ambiental ou danos à saúde humana.

a) Riscos para os quais se busca proteção.

Gerenciamento de riscos do setor elétrico

Energético – O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pela Diretoria de Planejamento Energético e pela Gerência de Riscos Energéticos da Companhia, que consideram um horizonte de cinco anos, além de analisar as variáveis macro e microeconômicas e as especificidades de cada mercado de atuação. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela política da Companhia, é elaborado e apresentado à Diretoria-Executiva da Companhia um relatório de impactos e ações mitigadoras. Esse processo é realizado com o apoio de softwares e modelos estatísticos desenvolvidos pela Companhia. O modelo inclui a identificação, a parametrização, a avaliação e o controle do risco, com o objetivo de antecipar potenciais impactos sobre as áreas de distribuição, geração e comercialização, de forma a prepará-las para assegurar o fornecimento de energia, ampliar a receita e minimizar eventuais prejuízos.

Regulatório – Com atividades de distribuição e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são representados pelas revisões tarifárias e investimentos determinados pelo órgão regulador. A Companhia mantém uma área de Assuntos Regulatórios, que centraliza o relacionamento com a ANEEL e acompanha o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e legislação pertinente.

Hidrológicos – Formados basicamente por hidrelétricas, os ativos de geração tem sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume, determinado pelo órgão regulador, integra o contrato de concessão. A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) aplicado a todas as usinas integradas ao sistema elétrico nacional.

Gerenciamento de Riscos da Companhia

Operacionais – Um Plano de Gestão de Crise, em fase de implementação, engloba vários cenários, tais como interrupção de fornecimento de eletricidade, acidentes de trabalho, greves, desastres naturais, colapso de tecnologia de informações e telecomunicações, pandemias, além de um plano de comunicação e um modelo de governança para a gestão de crise. O plano foi elaborado pelo Comitê de Segurança e Gerenciamento de Crise da Companhia, instância criada em 2008 com o objetivo de gerir de forma integrada os assuntos relacionados à segurança global da empresa. Suas responsabilidades incluem, dentre outras, transmitir a visão estratégica de segurança, avaliar a abrangência dos requisitos de segurança, garantir a conscientização das pessoas e analisar incidentes, dentre outras. Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Em 2009, foi elaborado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) na Bandeirante Energia S.A., com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental. No âmbito do PAE já em vigor, a Enerpeixe S.A. fez simulação de combate a incêndio no transformador, um dos 20 cenários definidos como significantes. Na Energest S.A., ocorreu a contratação de serviços para elaboração de Planos de Contingência e Emergência das Usinas Hidrelétricas Suíça e Mascarenhas e das PCHs São João e Rio Bonito.

Financeiros – As decisões sobre ativos e passivos financeiros são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o rating do banco e o montante total das aplicações da EDP no Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Define, ainda, que a Companhia não negocia contratos de derivativos além de valores relacionados a hedge de dívida em moeda estrangeira, para travar o risco de fortes variações cambiais. Em 31 de dezembro de 2009, os compromissos em moeda externa referiam-se basicamente a duas operações (financiamento para as obras da termelétrica de Pecém, em 2009, e empréstimo do BID contraído pela EDP Bandeirante, em 2004) e representavam 7,6% do endividamento da Companhia no Brasil, sendo 99,2% protegidos por hedge cambial. Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos, evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria-executiva um relatório sobre posição de caixa e aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, a Companhia utiliza ferramentas como o Risk Control, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e VaR (Value at Risk) para quantificar a exposição ao risco.

Mercado – Esse risco engloba inadimplência dos clientes, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), perdas não técnicas e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.

Ambientais – Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração e distribuição são executados de acordo com a Política de Sustentabilidade do conglomerado EDP e a Política Integrada de Meio Ambiente, Saúde e Segurança, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

b) Estratégia de proteção patrimonial (hedge).

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, a Companhia buscará junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetuaremos a contratação do hedge.

Quanto à decisão do instrumento, devemos considerar:

- Situação de liquidez da Companhia;
- Condição de crédito junto ao mercado financeiro; e
- Cenário de mercado.

A cotação do hedge, independentemente do instrumento, deverá ocorrer levando-se sempre em conta os seguintes aspectos:

- Análise de crédito da contraparte;
- Covenants existentes nos contratos dos passivos financeiros da Companhia; e
- Spread da instituição financeira

c) Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge).

Os instrumentos utilizados pela Companhia são: Swaps, Dólar Futuro, NDFs (Non Deliverable Forwards), Calls, Puts, Collars e apólices de seguros.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos.

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco versus disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de hedge com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. (Inicialmente será adotado o horizonte completo do endividamento);
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para cálculo de risco (VaR, TH=10 dias úteis, IC=95%);
- Estabelecimento de limites de VaR. (inicialmente serão adotados: limite máximo de 8,5% com alerta em 5,0%);
- Estabelecimento de cenários de estresse (inicialmente serão adotados os cenários de estresse da BM&FBOVESPA. Estes cenários serão atualizados mensalmente);
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal);
- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros

e) Instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são os objetivos.

A Companhia opera instrumentos financeiros com o objetivo exclusivo de proteção patrimonial (hedge).

f) estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos.

A Companhia possui e segue a Política de Gestão de Riscos, que orienta em relação a transações e requer a diversificação de transações e contrapartidas. Nos termos dessa política, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada pela área de Gestão de Riscos, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do hedge das contrapartes.

Nos termos dessa política, os riscos de mercado são protegidos quando é considerado necessário suportar a estratégia corporativa ou quando se deve manter o nível de flexibilidade financeira. A área de Gestão de Riscos auxilia a Diretoria Financeira a examinar e revisar informações relacionadas com o gerenciamento de risco, incluindo políticas significativas, procedimentos e práticas aplicadas no gerenciamento de risco.

Para mais informações, ver o subitem 5.2. "a" acima.

g) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

A Diretoria monitora e avalia a adequação das operações da Companhia com as políticas adotadas.

5.3. Alterações significativas nos principais riscos de mercado ou na política de gerenciamento de risco em relação ao último exercício social:

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como no monitoramento de riscos pela Companhia.

5.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes:

Está em andamento o aperfeiçoamento do regulamento para o 3º ciclo de revisões de tarifas de distribuição de energia a partir de 2011.

- Parcada importante da tarifa e da remuneração do negócio é baseada na remuneração do conjunto de ativos. A ANEEL implantará nova sistemática de descrição, controle e valorização mais detalhada e restritiva da base de remuneração regulatória através da implantação de um novo manual de controle patrimonial. Também será ajustada a metodologia do Banco de Preço que será objeto de avaliação e comparação com os preços de módulos construtivos padrões estabelecidos pela ANEEL.
- A metodologia da Empresa de Referência deverá ser mais aperfeiçoada pela ANEEL com estímulos à maior eficiência.

- A taxa de remuneração regulatória dos investimentos das distribuidoras de energia elétrica deverá sofrer ajuste considerando os novos parâmetros de cálculo do custo médio ponderado do capital e risco soberano do Brasil que devem resultar em uma redução da taxa de remuneração.

Também está em discussão a introdução de mecanismos que reduzam a assimetria tarifária entre as várias regiões do Brasil. O governo, por meio da ANEEL e MME, está buscando estabelecer mecanismo econômico que reduza a diferença entre as tarifas pagas pelos consumidores nos vários estados brasileiros.

Estão em andamento no Congresso Nacional iniciativas legislativas que visam a alterações às normas trabalhistas e trazem impactos sobre o custo de pessoal como a restrição para a terceirização de atividades e a redução da jornada de trabalho.

As distribuidoras deverão recontratar grandes blocos de energia a partir de 2012 para substituir os contratos de energia firmados a partir de 2004 e essa recontratação dependerá das condições que serão estabelecidas na renovação das concessões que em parte significativa vencerão em 2015, assim como o impacto à modicidade das tarifas.

6. HISTÓRICO DA COMPANHIA

Em milhares de reais, exceto quando indicado

6.1. Constituição da Companhia:

- a) data: 24 de Julho de 2000
- b) forma: constituída sob a forma de sociedade por ações
- c) país de constituição: Brasil

6.2. Prazo de duração:

O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

6.3. Breve histórico da Companhia:

A Companhia é uma sociedade de participações (*holding*), controlada pelo conglomerado Energias de Portugal, conglomerado de empresas com portfólio diversificado e integrado que tem como atividades gerar, distribuir e comercializar energia elétrica.

O conglomerado EDP iniciou investimentos no Brasil em 1996, adquirindo participação minoritária na Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ (atualmente denominada Ampla Energia e Serviços S.A.). Em 1997, o conglomerado EDP adquiriu participação de 25% na Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães ("UHE Lajeado") e, em 1998, adquiriu, em conjunto com a CPFL Energia S.A. ("CPFL"), o controle acionário da Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante", então denominada EBE – Empresa Bandeirante de Energia S.A.), a qual havia sido constituída no âmbito do Programa Estadual de Desestatização - PDE a partir da cisão da Eletropaulo.

Em 1999, o conglomerado EDP adquiriu parte da participação do Grupo CMS, um conglomerado português de operadoras nos mercados da consultoria em áreas de gestão, no empreendimento de Lajeado, passando a deter 27,7% do capital votante da Investco S.A. ("Investco") e direitos de comercialização de igual proporção da energia gerada pela UHE Lajeado.

Ainda em 1999, o conglomerado EDP adquiriu 73,12% do capital total da Iven S.A. ("Iven"), sociedade detentora de 52,3% do capital da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. ("EDP Escelsa"). A Iven adquiriu o controle acionário da EDP Escelsa em conjunto com a GTD Participações S.A., em leilão de privatização realizado em julho de 1995. A EDP Escelsa, por sua vez, adquiriu o controle acionário da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul ("Enersul"), em leilão de privatização realizado em novembro de 1997.

Com a constituição da EDP Brasil S.A. (antiga denominação da Companhia), em julho de 2000, os investimentos do conglomerado EDP no Brasil foram sendo gradativamente transferidos para a Companhia, que passou a atuar como *holding* detentora de todos os ativos do conglomerado EDP no País, com exceção da participação na CERJ, que continuou a ser detida diretamente pela Energias de Portugal.

Ainda em 2000, o conglomerado EDP e a CPFL, então controladores da Bandeirante, realizaram oferta pública para aquisição de ações da Companhia. As ações adquiridas na oferta pública, adicionadas a aquisições posteriores, elevaram a participação do conglomerado EDP na Bandeirante para 54,0% do capital total.

Cerca de um ano depois, o conglomerado EDP participou de leilões de aproveitamento hidrelétrico, obtendo concessões para a construção de duas novas usinas: (a) Peixe Angical, localizada no Rio Tocantins, Estado do Tocantins, com capacidade instalada de 452 MW, e (b) Couto Magalhães, localizada no Rio Araguaia, na divisa entre os Estados de Goiás e Mato Grosso do Sul, com capacidade instalada de 150 MW.

A concessão do Aproveitamento Hidrelétrico de Peixe Angical foi outorgada à Enerpeixe S.A. ("Enerpeixe"), controlada integral da Companhia. Já a concessão do aproveitamento hidrelétrico de Couto Magalhães foi outorgada ao Consórcio Ener-Rede Couto Magalhães, no qual a Companhia detém participação de 49% e as empresas Rede Energia S.A. e Rede Power do Brasil S.A. ("Conglomerado Rede") detém os 51% remanescentes.

Em outubro de 2001, o conglomerado EDP e a CPFL concluíram o processo de cisão da Bandeirante, com vistas à segregação do controle da companhia. Como consequência desse processo, foi criada uma nova sociedade, a Companhia Piratininga de Força e Luz. Esta companhia passou a ser controlada pela CPFL e a Bandeirante pelo conglomerado EDP. A Bandeirante passou a deter somente os ativos de distribuição das áreas do Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte, no Estado de São Paulo, equivalente a 51,4% da sua área de concessão original. Ao adquirir o controle exclusivo da Bandeirante (com 96,5% do capital total da companhia), o conglomerado EDP pôde implementar na distribuidora paulista suas políticas de gestão.

Em outubro de 2002, após a conclusão de um processo de reestruturação societária, as seguintes empresas passaram para o controle direto da Companhia: Energest S.A. ("Energest"), Enertrade – Comercialização e Serviços de Energia S.A. ("Enertrade"), Bandeirante Energia S.A., EDP Lajeado Energia S.A. ("EDP Lajeado"), Fafen Energia S.A. ("Fafen") e Enerpeixe.

Um acordo assinado em outubro de 2003 entre a EDP Brasil SA e Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), aliado à obtenção de um financiamento de R\$670,0 milhões junto ao BNDES, permitiu a retomada das obras de Peixe Angical. Por meio do acordo, Furnas adquiriu 40% da Enerpeixe, detentora do empreendimento. Em 2004, foram investidos R\$700,0 milhões na construção da Usina Peixe Angical, dos quais R\$458,2 milhões provieram de financiamento obtido junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES").

Em dezembro de 2003, a Companhia passou a deter o controle direto da Iven, empresa que controlava a EDP Escelsa e a Enersul.

Em 17 de dezembro de 2004, a Companhia vendeu à Petróleo Brasileiro S.A. a participação de 80% que detinha na Fafen, pelo valor de R\$96,0 milhões.

Em assembleia geral de acionistas realizada em 16 de março de 2005, os acionistas da Companhia aprovaram a alteração da sua denominação social de EDP Brasil S.A. para EDP – Energias do Brasil S.A.



Em 2008, a Companhia criou uma nova unidade de negócios dedicada a investimentos em energias renováveis, a Enernova S.A. ("Enernova"). Em maio de 2008, a Enernova, em conjunto com a EDP Renováveis, constituiu a sociedade EDP Renováveis Brasil S.A. ("EDPRB"), dedicada exclusivamente à energia eólica e, ainda em fevereiro de 2009, a EDPRB adquiriu 100% da Central Nacional de Energia Eólica S.A. ("CENAEEL"). Ademais, a Companhia constituiu a sociedade Terra Verde Bionergia Participações S.A., cujo objetivo era participar de sociedades de propósito específico para a exploração de produção de etanol e de energia elétrica e outros projetos que preveem a utilização de biomassa. Para demais informações acerca de reorganizações societárias ocorridas na Enernova, favor consultar o item 8.3 deste Formulário de Referência.

Em 18 de junho de 2008, a Companhia celebrou junto ao Grupo Rede uma permuta de ativos, relativa às ações da Rede Lajeado Energia S.A. (antiga denominação da Lajeado Energia S.A.), da Tocantins Energia S.A. ("Tocantins") e da Investco, de propriedade do Grupo Rede, por ações da Enersul, de propriedade da Companhia. Para mais informações acerca de tal operação, favor consultar Item 8.3 deste Formulário de Referência.

Ainda em 2008, para formalização de uma *joint venture* com a MPX Energia S.A. ("MPX"), foi concluída a operação de permuta de ativos para transferência de participações societárias entre a Companhia e a MPX, na qual foi transferida a totalidade de nossa participação na empresa Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda., detentora do projeto UTE Maranhão, para a MPX. Para mais informações acerca de tal *joint venture*, favor consultar Item 8.3 deste Formulário de Referência.

Em 29 de maio de 2009, por meio de assembléia geral extraordinária, os acionistas da controlada indireta Castelo Energética S.A. ("CESA"), deliberaram a realização da cisão parcial da referida sociedade, em decorrência da transferência da concessão de transmissão regulada pelo Contrato de Concessão de Transmissão nº 020/2008, da Aneel, da controlada indireta CESA para a controlada indireta Evrecy Participações Ltda., objeto da Resolução Autorizativa nº 1.823, de 3 de março de 2009, da ANEEL, de modo a gerar maior eficiência operacional, financeira, administrativa e econômica das sociedades. CESA e a Evrecy são sociedades controladas diretamente pela controlada Energest.

Em 30 de junho de 2009, a Companhia vendeu à NET Serviços de Comunicação S.A. a participação de 100% que detinha na ESC 90 Telecomunicações Ltda, pelo valor de R\$94,6 milhões.

Em julho de 2009, foi concluída a aquisição da Elebrás Projetos Ltda, empresa que detém diversos projetos eólicos no Rio Grande do Sul, inclusive o parque eólico de Tramandaí.

Conforme pormenorizado no item 18.8. deste Formulário de Referência, em 24 de novembro de 2009, a Companhia realizou uma oferta pública secundária para alienação de até 14.091.000 ações de emissão da Companhia mantidas em tesouraria, com opção de acréscimo de lote suplementar de até 1.409.000 ações adicionais da Companhia mantidas em tesouraria.

A Companhia realizou, em 30 de novembro de 2009, uma reorganização societária envolvendo a Lajeado Energia e a EDP Lajeado, bem como a Tocantins, que resultou na extinção da Tocantins e da EDP Lajeado, restando apenas a Lajeado Energia. Para mais informações acerca de tal reorganização societária, favor consultar o item 8.3 deste Formulário de Referência.

Para informações detalhadas acerca das controladas e coligadas da Companhia e respectivas áreas de atuação, favor consultar o item 9.1.c deste Formulário de Referência.



6.4. Data do registro na CVM:

Registro obtido em 5 de julho de 2005 sob o n.º 19763.

6.5. Principais eventos societários (evento; principais condições do negócio, sociedades envolvidas, efeitos resultantes da operação no quadro acionário e quadro societário antes e depois da operação):

Os principais eventos societários da Companhia, bem como de suas controladas, constam dos itens 6.3. e 8.3 deste Formulário de Referência .

6.6. Pedidos de falência fundados em valor relevante e pedidos de recuperação judicial ou extra judicial:

Não houve pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6.7. Outras informações que a Companhia julga relevantes:

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 6 do Formulário de Referência.

7. ATIVIDADES DA COMPANHIA

Em milhares de reais, exceto quando indicado

7.1. Descrição sumária das atividades desenvolvidas pela Companhia e por suas controladas:

A Companhia é uma *holding* de um conglomerado de empresas com portfólio diversificado e integrado que tem como atividades gerar, distribuir e comercializar energia elétrica no mercado brasileiro. As distribuidoras da Companhia, a Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante") e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. ("EDP Escelsa"), atendem a aproximadamente 2,7 milhões de clientes com forte concentração nos segmentos residencial e industrial, localizados em 98 municípios dos Estados de São Paulo e Espírito Santo, com uma população total de aproximadamente 8 milhões de habitantes, abrangendo uma área total de concessão de distribuição de 50.885 Km². A Companhia participa de empreendimentos de geração, tais como a Usina Hidrelétrica Lajeado e Usina Hidrelétrica Peixe Angical, que, em conjunto com outros empreendimentos de geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, nos conferiam uma capacidade instalada de 1.738,6 MW, em 31 de dezembro de 2009. Considerando ainda a sua participação no projeto de UTE Porto do Pecém ("Pecém"), uma joint venture com a MPX Energia S.A ("MPX") para o desenvolvimento de uma usina termoelétrica em fase de construção e as repotenciações em andamento, a Companhia acredita que sua capacidade potencial instalada total será de 2.117 MW em 2012. A sua comercializadora, a ENERTRADE – Comercialização e Serviços de Energia S.A. ("Enertrade"), comercializou um total de 7.282 GWh no exercício de 2008, e de 8.586 GWh no exercício de 2009.

A Companhia ocupa uma posição de liderança no mercado brasileiro de energia elétrica: (i) segundo a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), por meio de ativos de distribuição, a Companhia é o sétimo grupo (sexto privado) no Brasil, em termos de energia vendida em 2008; (ii) segundo a ANEEL, por meio dos ativos de geração da Companhia, o conglomerado EDP ocupa o décimo quarto lugar (sétimo privado) no Brasil, em termos de capacidade instalada em 31 de dezembro de 2008; e (iii) segundo a CCEE, por meio da comercializadora, o conglomerado EDP é o terceiro no Brasil, em termos de energia comercializada em 2009.

Desde a realização da sua abertura de capital, em 2005, a Companhia desenvolve alguns projetos significativos e concluiu algumas operações relevantes para a Companhia. Dentre elas, estão: (i) a conclusão das obras e início de operações da Usina Peixe Angical, com 452 MW de capacidade instalada; (ii) a operação de permuta, concluída em 11 de setembro de 2008, por meio da qual a Rede Energia S.A. e a Rede Power do Brasil S.A., em conjunto, e a Companhia trocaram ativos, tendo como objeto a transferência da participação detida pela Companhia de 100% na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. ("Enersul") em troca de participações diretas ou indiretas na Usina Hidrelétrica Lajeado detidas pelo Grupo Rede, que elevou a participação da Companhia de 27,7% para 77,2% do capital votante desta usina (a "Permuta Lajeado"); e (iii) a joint venture com a MPX para o desenvolvimento conjunto do projeto de Pecém, que foi formalizada por meio de uma operação de permuta de ativos contemplando a transferência de participações societárias entre a Companhia e a MPX, pela qual a Companhia recebeu 50% de participação na Porto do Pecém Geração de Energia S.A., detentora do projeto de Pecém e transferiu a totalidade da participação societária que detinha na Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. para a MPX, resultando em uma participação na proporção de 50% para cada no projeto de Pecém.

A área de geração, o principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da Companhia, em 31 de dezembro de 2009, proporcionou uma receita operacional líquida no valor de R\$983,7 milhões e lucro líquido de R\$ 341,7 milhões. A área de distribuição, no mesmo exercício social, proporcionou uma receita operacional líquida no valor de R\$3.472,4 milhões e lucro líquido de R\$ 366 milhões. Com relação à comercialização de energia, conduzida pela Enertrade, em 31 de dezembro de 2009, proporcionou uma receita operacional líquida no valor de R\$763,2 milhões e lucro líquido de R\$25,0 milhões.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, considerando as eliminações entre as empresas do conglomerado EDP, a receita operacional líquida da Companhia totalizou R\$4.648,3 milhões e em 31 de dezembro de 2009, considerando as eliminações entre as empresas do conglomerado EDP, a receita operacional líquida da Companhia totalizou R\$4.610,5 milhões.

7.2. Informações sobre cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas:

a) Produtos e serviços comercializados

ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO

O segmento de distribuição concentra as principais atividades do conglomerado EDP, tendo representado 76,3 % da receita líquida total da Companhia no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, 71,4% da receita líquida total da Companhia no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 e 66,5% da receita líquida total da Companhia no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. A Companhia possui forte presença nos Estados de São Paulo e presença dominante no Estado do Espírito Santo, nos quais atua por meio de suas distribuidoras, EDP Bandeirante e EDP Escelsa, respectivamente.

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante conta atualmente com uma base de 1,5 milhão de clientes, atendendo a uma população de cerca de 4,6 milhões de habitantes, em 28 municípios localizados nas regiões do Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte do Estado de São Paulo, uma área de 9,6 mil km². Sua área de concessão localiza-se numa região altamente desenvolvida em infra-estrutura, escoamento da produção e ambiente empresarial dinâmico, com destaque para os setores de metalurgia, automobilístico, papel e celulose, produtos químicos, borracha e plástico e tecnologia, contando com aproximadamente 10,0 mil indústrias e mais de 94,5 mil estabelecimentos comerciais.

EDP Escelsa

A EDP Escelsa distribui energia elétrica no Estado do Espírito Santo. A empresa possui aproximadamente 1,2 milhão de clientes e atende uma população de cerca de 3,2 milhões de habitantes, em 70 municípios distribuídos por todo o Estado do Espírito Santo, numa área de 41,2 mil km², que representa aproximadamente 90% da área total do Estado. A estrutura de operação da EDP Escelsa foi modernizada com a entrada em operação do Centro de Operação ("CO") e

dos 03 Postos de Atendimento ("PA's") de distribuição, que substituíram a antiga estrutura com 44 - Centros de Operação da Distribuição ("COD's"). Os PA's estão localizados na Grande Vitória, COD-PA-Norte em Linhares e COD-PA-Sul em Cachoeiro, em operação 24 horas por dia, modulados em função da área de abrangência. O COD-GV, localizado no Centro Operativo de Carapina, atende à região metropolitana da Grande Vitória, com cerca de 48% dos consumidores da empresa. O novo centro de operação eleva a confiabilidade do sistema e a eficiência da operação, pois há convergência de dados operativos e integração, unificação e espelhamento com o centro de operação da EDP Bandeirante, de maneira a podermos controlar, a partir de qualquer um deles, os ativos da outra empresa. Em momentos de maior demanda, por exemplo, durante tempestades locais, todos os operadores dos dois centros podem atuar de forma conjunta, reduzindo tempo de manobras e melhorando a mobilização das equipes. Além disso, cada centro possui site principal e um site de backup.

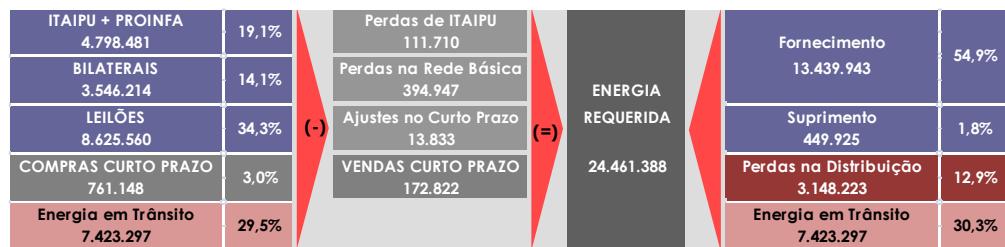
Balanço Energético

O total de energia elétrica requerida pelo sistema de distribuição das concessionárias da Companhia totalizou 24.461 GWh em 2009. Desse montante, 61,2% referem-se à EDP Bandeirante e 38,8% à EDP Escelsa.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, o total foi de 21.313 GWh, distribuídos pela EDP Bandeirante e pela EDP Escelsa à proporção de 62,4% e 37,6%, respectivamente.

A seguir, segue o balanço energético consolidado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 das distribuidoras de Companhia relativo aos volumes, em MWh, com suas entradas e saídas de energia, assim como a perda decorrente do processo.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009:



No gráfico acima, dos requerimentos de energia (entradas de energia) da Companhia:

- "Itaipu" significa energia comprada da usina hidrelétrica de Itaipu, usina detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai, ressaltando-se que o volume de compra de energia é referenciado à própria usina, justificando-se assim as "Perdas de Itaipu" decorrentes do transporte de sua energia, da SE Foz do Iguaçu até o centro de gravidade, constituídas pelas perdas elétricas no Tronco de Itaipu (corrente contínua) e perdas no conjunto de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV e instalações definidas pela ANEEL ("Rede Básica"). O centro de gravidade é o ponto virtual onde as perdas entre os Produtores e Consumidores se igualam e onde são consideradas todas as vendas e compras de energia;

- “PROINFA” compreende a energia adquirida compulsoriamente do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado pela Lei nº 10.438/02, revisado pela Lei nº 10.762/03, que tem por objetivo a diversificação da matriz energética nacional através da produção de energia de fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (“PCH”);
- “Bilaterais” são contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes, e firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico;
- “Leilões” significa a energia comprada em Leilões do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), estabelecido pela 10.848/04, que criou o Novo Modelo do Setor Elétrico (“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”);
- “Compras Curto Prazo” e “Vendas Curto Prazo” retrata a posição de déficit ou sobra no Mercado de Curto Prazo – segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia contratados e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados; e
- “Energia em Trânsito” significa a energia que os consumidores livres ou outras concessionárias adquirem de outros supridores e que transitam pela rede das distribuidoras da Companhia. A energia em trânsito se repete no item de entradas e saídas tendo em vista que ela representa apenas o uso da rede de distribuição, não fazendo parte do faturamento das distribuidoras.

Sistema de Distribuição

As distribuidoras da Companhia possuem uma ampla rede de distribuição, composta predominantemente por linhas de transmissão aéreas e subestações com níveis de tensão variados. Os consumidores são classificados por nível de tensão, com base na carga instalada e/ou demanda contratada. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 138 kV), enquanto consumidores industriais e comerciais menores e residenciais recebem energia elétrica em níveis de tensão mais baixos (iguais ou inferiores a 69 kV). O quadro a seguir apresenta a evolução dos principais componentes do sistema de distribuição da Companhia para os períodos indicados.

	Em 31 de dezembro de		
	2007	2008	2009
Km de Linha de Distribuição/Transmissão (maior ou igual a 69 kv)	3.428	3.608	3.618
Km de Média Tensão (entre 1 kv e 69 kv)	55.549	57.456	59.160
Km de Baixa Tensão (menor ou igual a 1 kv)	20.477	20.515	19.403
Nº de Postes de Rede de Distribuição	1.020.941	1.059.102	1.021.626
Nº de Transformadores de Distribuição	114.563	124.701	134.301
Nº de Transformadores de Distribuição (Urbano)	58.916	59.568	61.113
Nº de Transformadores de Distribuição (Rural)	3.428	3.608	3.618

As linhas de transmissão que a Companhia utiliza ocupam áreas de sua propriedade que foram adquiridas ou desapropriadas, bem como áreas nas quais detém apenas o direito de passagem (mediante indenização). Certas faixas de transmissão são compartilhadas com outras sociedades transmissoras de energia elétrica. A escolha de uma determinada faixa de transmissão depende de critérios técnicos e é seguida de negociação com os respectivos proprietários.

Geralmente a Companhia adquire direito de passagem por vias públicas sem ônus. No entanto, precisa pagar indenização quando utiliza vias particulares. Tendo em vista o interesse público no desenvolvimento dos serviços de energia elétrica, a Companhia não encontra grandes dificuldades na instalação de novas linhas de média e baixa tensão.

Indicadores de Qualidade

O nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição de energia elétrica é demonstrado pelo Índice de Duração Média das Interrupções, medido em horas por consumidor por ano ("DEC"), e Índice de Freqüência das Interrupções, medido em número de interrupções por consumidor por ano ("FEC") e Tempo Médio de Atendimento, medido em minutos ("TMA"). As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias são definidas pela ANEEL e publicadas na conta do consumidor.

No ano de 2008, em consequência de investimentos realizados nas redes, na modernização e na automação do sistema elétrico, além da criteriosa utilização de recursos na gestão e manutenção das distribuidoras da Companhia, os índices DEC e FEC das distribuidoras apresentaram melhorias significativas em relação ao ano anterior, deixando essas empresas em situação confortável quanto ao cumprimento dos padrões estabelecidos para aquele período.

A tabela abaixo mostra a duração e a frequência das interrupções na rede de distribuição das distribuidoras da Companhia para os períodos indicados:

	2007			2008			2009					
	DEC	FEC	TMA	REF. ANEEL	DEC	FEC	TMA	REF. ANEEL	DEC	FEC	TMA	REF. ANEEL
	(HORAS)	(VEZES)	(MIN.)	(DEC/FEC)	(HORAS)	(VEZES)	(MIN.)	(DEC/FEC)	(HORAS)	(VEZES)	(MIN.)	(DEC/FEC)
EDP BANDEIRANTE	9,6	5,9	164	12,26 / 9,74	11,3	6,3	171	11,75 / 9,60	12,77	6,4	186	11,25 / 9,36
EDP ESCELSA	11,5	7,7	157	12,75 / 10,58	10,7	6,9	167	12,36 / 10,36	11,44	6,9	190	11,70 / 9,69

Perdas de Energia

Os resultados financeiros das distribuidoras da Companhia são afetados por perdas de energia elétrica, uma vez que essa energia poderia de outra forma ter sido distribuída a consumidores finais ou outras concessionárias, reduzindo as necessidades de compra de energia para revenda. As perdas de energia estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas, que são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição e, perdas comerciais, que são as que resultam de conexões ilegais e fraudes.

Cabe salientar que as perdas técnicas são intrínsecas ao transporte de energia, podendo ocorrer tanto na transmissão quanto na distribuição de energia, na medida em que estão associadas à dissipação da energia ocorrida na rede elétrica. Portanto, trata-se de quantidade de energia não

consumida pelos clientes. As perdas comerciais consistem na quantidade de energia efetivamente consumida pelos clientes, mas não convertida em receita de vendas de energia, em decorrência de ligações clandestinas, medidores fraudados ou medidores defeituosos, entre outros. As perdas e diferenças na distribuição de energia elétrica, expressas como um percentual médio do total da energia requerida no período, permaneceram estáveis no ano de 2008 em relação aos níveis verificados em dezembro de 2007, com destaque para a redução 0,4 p.p. das perdas comerciais, que ficaram em 5,4%. As perdas totais permaneceram em 12,0%. Em 2008, as perdas totais da EDP Escelsa foram de 13,93%, acima em 0,11 pontos percentuais em relação a 2007, principalmente devido à elevação das perdas técnicas de 7,85% para 8,70%. Esta elevação deveu-se principalmente à inversão de fluxo de potência no transformador de 230/138 kV - 300 MVA da Subestação Mascarenhas, que historicamente sempre foi no sentido Cemig/EDP Escelsa (230 kV para 138 kV). Esta inversão deveu-se ao elevado despacho de geração térmica na área Rio de Janeiro/Espírito Santo, consequência da política energética estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), visando a preservar o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas das regiões Norte/Nordeste e a baixa geração hidráulica ocorrida na área de Minas Gerais. De forma simples, o sistema elétrico da EDP Escelsa foi utilizado para o envio de energia do Rio de Janeiro para Minas Gerais.

Em 2009, a perda elétrica percentual encontrava-se elevada na EDP Escelsa devido à base de cálculo, pois os percentuais são calculados como a relação entre a perda elétrica e a energia total que circula na rede elétrica, incluindo clientes livres e cativos. Como o mercado livre da EDP Escelsa foi fortemente impactado pela recente crise financeira mundial, o consumo dos clientes livres, de forma significativa, reduziu, assim, o denominador da expressão. As perdas acumuladas em doze meses, em GWh, não apresentam grandes variações, com 1.401 GWh no ano de 2008 e 1.476 GWh no ano de 2009.

Em 2008, as distribuidoras da Companhia desembolsaram um total de R\$44,9 milhões em programas de combate às perdas. Neste ano, as concessionárias do conglomerado EDP realizaram aproximadamente 315 mil inspeções, que resultaram na retirada de quase 130 mil ligações clandestinas e na recuperação de cerca de R\$20,4 milhões. Do total de recursos direcionados a esses programas, R\$28,4 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial, telemedição e regularização de ligações clandestinas) e R\$16,5 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações clandestinas).

Em 2009, as distribuidoras da Companhia desembolsaram um total de R\$37,1 milhões em programas de combate às perdas, do total de recursos destinados aos programas, R\$ 22,3 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R\$ 14,8 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retiradas de ligações irregulares), onde as concessionárias do conglomerado EDP realizaram aproximadamente 174 mil inspeções, que resultaram na retirada de aproximadamente 115 mil ligações clandestinas, desta forma recuperando de cerca de R\$25,1 milhões.

Do total de recursos direcionados a esses programas, R\$22,3 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial, telemedição e regularização de ligações clandestinas) e R\$14,8 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações clandestinas).

A tabela abaixo apresenta dados relacionados às perdas técnicas e comerciais das distribuidoras da Companhia e as perdas médias do setor nos últimos três exercícios sociais encerrados conforme indicado abaixo:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2007	2008	2009
	(em %)		
EDP Bandeirante			
Técnica	5,1	5,2	5,2
Comercial	5,7	5,5	6,0
Total	10,8	10,7	11,2
EDP Escelsa			
Técnica	7,9	8,7	8,8
Comercial	5,9	5,2	6,8
Total	13,8	13,9	15,5
Perdas Médias do Setor			
Técnica	6,2	6,6	6,6
Comercial	5,9	5,4	6,3
Total Perdas Médias	12,1	12,00	12,9

ATIVIDADES DE GERAÇÃO

Em 2008, o volume de energia gerada pelas usinas do conglomerado EDP alcançou 5.486 GWh, 16,4% superior ao volume registrado em 2007, em decorrência da finalização da operação de troca de ativos, relacionados à UHE Lajeado. Pelo mesmo motivo, a energia vendida cresceu 15,1% em relação 2007, totalizando 6.411 GWh. A receita líquida do negócio de geração, desconsiderando as eliminações da consolidação, totalizou R\$786,3 milhões, crescimento de 31,8% em comparação a 2007. O lucro líquido aumentou 28,5% em relação a 2007, totalizando R\$288,0 milhões.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, o volume de energia gerada pelas usinas do conglomerado EDP, descontando o consumo interno, alcançou 6.905 GWh, 26,3% superior ao volume registrado no mesmo período de 2008. O volume de energia vendida totalizou 7.985 GWh, aumento de 25% em comparação aos 6.411 GWh de 2008 devido à consolidação do volume vendido pela Lajeado Energia e Investco durante todo o ano de 2009 e ao início de entrega de energia pela PCH Santa Fé. A receita líquida do negócio de geração, desconsiderando as eliminações de consolidação, totalizou R\$ 983,7 milhões, crescimento de 25,1% na comparação entre os dois períodos. O lucro líquido aumentou 18,7%, totalizando R\$341,7 milhões.

A energia elétrica produzida pelo conglomerado EDP Brasil é essencialmente de origem hidrelétrica. A energia produzida é transmitida por sistemas próprios ou de terceiros às distribuidoras, que levam a energia até ao cliente final. Sob a perspectiva da comercialização, as geradoras da Companhia vendem a sua energia assegurada, conforme determinada pela ANEEL, a comercializadoras ou distribuidoras de energia elétrica.

Principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da Companhia, a área de geração encerrou o ano de 2008 com capacidade instalada de 1.702 MW e encerrou o ano de 2009 com capacidade instalada de 1.738,6 MW. O crescimento do ano de 2008 em relação aos 1.043 MW de capacidade instalada de 2007 deveu-se principalmente à finalização da operação de troca de ativos realizada com Grupo Rede Energia e a Rede Power do Brasil. O crescimento do ano de 2009 em relação aos 1.702 MW de capacidade instalada de 2008 deveu-se principalmente à entrada em operação comercial da PCH Santa Fé de 29MW, conclusão da operação de compra da Cenaeel e o final de repotenciação da UHE Suiça.

A tabela abaixo apresenta uma breve descrição dos ativos da Companhia de geração, com dados relativos a 2009:

Usinas	Capacidade Instalada		Energia Assegurada (em MW Médios)
	(em MW)		
Enerpeixe⁽¹⁾	452,0		271,0
UHE Peixe Angical	452,0		271,0
Lajeado	902,5		526,6
UHE Lajeado ⁽²⁾	902,5		526,6
Energest	215,0		145,9
UHE Mascarenhas	180,5		127,0
UHE Suiça	34,5		18,9
Energest/Cesa	65,7		34,9
PCH São João	25,0		14,4
PCH Rio Bonito	20,6		8,0
PCH Fruteiras	8,7		5,6
PCH Jucu	4,8		2,9
PCH Viçosa	4,5		2,8
PCH Alegre	2,1		1,3
Energest/Pantanal	52,2		35,6
PCH Mimoso	29,5		20,9
PCH Paraíso	21,0		13,3
CGH São João I	0,7		0,6
CGH São João II	0,6		0,5
CGH Coxim	0,4		0,3
Energest/Costa Rica	16,0		12,3
PCH Costa Rica	16,0		12,3
Energest/Santa Fé	29,0		16,4
PCH Santa Fé	29,0		16,4
Cenaeel⁽³⁾	6,2		1,3
Água Doce	4,1		0,9
Horizonte	2,2		0,4
Total	1.738,6		1.044,0

(1) A Companhia possui 60% de participação na usina.

(2) A Companhia possui 72,27% de participação na usina.

(3) Valores correspondentes a 45% da Companhia na EDP Renováveis S.A.

Evolução da Capacidade Instalada (MW)	2009	2008	2007
Fonte Hídrica			
Lajeado ⁽¹⁾	902,5	902,5	249,5
Energest	215,0	212,1	212,1
Cesa ⁽²⁾	65,7	61,9	82,9
Costa Rica	16,0	16,0	16,0
Pantanal Energética	52,2	52,2	31,2
Enerpeixe	452,0	452,0	452,0
Santa Fé	29,0	-	-
Fonte Eólica			
Cenaeel	6,2	6,2	-
Total	1.738,6	1.702,9	1.043,7

⁽¹⁾ Considera a desativação das térmicas Coxim, Corumbá e Porto Murtinho

⁽²⁾ Correspondente à participação no capital votante da Companhia no capital votante da Cesa.

Energia Assegurada (MW Médios)	2009	2008	2007
Lajeado ⁽¹⁾	526,6	526,6	145,6
Energest	145,9	145,9	145,9
Cesa ⁽³⁾	34,9	34,9	34,9
Costa Rica	12,3	12,3	12,3
Pantanal Energética ^(2, 3)	35,6	35,6	35,6
Enerpeixe ^(4, 5)	271,0	271,0	271,0
Santa Fé	16,4	-	-
Cenaeel ⁽⁶⁾	1,3	1,8	-
Total	1.044,0	1.028,1	645,3

⁽¹⁾ Correspondente à participação no capital votante da EDP Energias do Brasil.

⁽²⁾ Não inclui a garantia física das térmicas Coxim e Corumbá (3,85 MW médios).

⁽³⁾ Dados de 2007 retificados.

⁽⁴⁾ Dados de 2007 retificados.

⁽⁵⁾ Correspondente aos 60% da energia assegurada da EDP Energias do Brasil.

⁽⁶⁾ Cenaeel não possui energia assegurada; ela é remunerada pela sua geração efetiva.

Enerpeixe S.A. ("Enerpeixe")

A Companhia participa com 60% da Enerpeixe que detém o ativo hidrelétrica Peixe Angical, localizada no Rio Tocantins, construída em parceria com Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"). A capacidade instalada é de 452 MW.

Usina Hidrelétrica Peixe Angical

Localizada no Rio Tocantins, nos municípios de Peixe e São Salvador, Estado do Tocantins, a Usina possui capacidade instalada de 452 MW. Iniciou suas atividades em 27 de junho de 2006, com a operação comercial da Unidade Geradora n.º 1. Em 29 de julho e 16 de setembro, iniciaram-se as operações comerciais das Unidades Geradoras n.º 2 e 3, respectivamente.

A concessão para exploração da Usina de Peixe Angical, válida pelo período de 35 anos, foi outorgada pela União, em 28 de junho de 2001, a Enerpeixe, empresa vencedora do processo licitatório. Atualmente, a Enerpeixe possui como acionistas a Companhia, de capital particular com 60% das ações, e Furnas Centrais Elétricas S.A., de capital estatal com 40% das ações. A energia elétrica produzida é comercializada pela Enerpeixe, na condição de "Produtor Independente", nos termos do contrato de concessão.

Energest S.A. ("Energest")

Controla direta e indiretamente os ativos de geração de energia elétrica de propriedade da Companhia detendo 15 usinas em operação, com capacidade total de 377,9 MW. As usinas estão localizadas nos estados do Espírito Santo (309,7 MW de capacidade instalada) e Mato Grosso do Sul (68,2 MW de capacidade instalada). A Energest também é responsável pelo gerenciamento das hidrelétricas Mascarenhas e Suíça e das PCHs pertencentes às empresas Castelo Energético S.A ("Cesa"), Costa Rica Energética Ltda. ("Costa Rica"), Pantanal Energética Ltda. ("Pantanal Energética") e da PCH Santa Fé.

Investco S.A. ("Investco")

Tem como atividade a exploração da UHE Lajeado, localizada no Rio Tocantins, nos municípios de Lajeado e Miracema do Tocantins, Estado do Tocantins. A Usina tem capacidade instalada de 902,5 MW, distribuída em cinco unidades geradoras com capacidade de 180,5 MW cada.

Usina Hidrelétrica de Lajeado

A Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães, localizada no Rio Tocantins, no Estado do Tocantins ("UHE Lajeado"), iniciou suas operações comerciais em dezembro de 2001, com a entrada em operação da primeira turbina. Em 2002, a usina atingiu sua condição de operação plena, com cinco turbinas, cada uma com capacidade de geração de 180,5 MW, totalizando a capacidade instalada de 902,5 MW. A concessão para a exploração da UHE Lajeado, válida pelo prazo de 35 anos, foi outorgada pela União Federal, em 16 de dezembro de 1997, ao consórcio vencedor do processo licitatório.

Após a reorganização societária superveniente à permuta de ativos com o Grupo de Rede, conforme indicado no item 8.3 deste Formulário de Referência, a Companhia passou a deter 55,86% do capital total da Lajeado Energia. Por sua vez, a Lajeado Energia passou a deter 73,0% do capital votante e 62,43% do capital total da Investco. A divisão do montante de energia de energia elétrica comercializada se dá em proporção à participação no capital votante da Investco.

A Investco é responsável pela contratação e aquisição de todos os serviços e equipamentos relacionados à construção e operação da UHE Lajeado, bem como pela contratação dos financiamentos necessários para tanto.

A Lajeado Energia comercializa a energia proveniente da UHE Lajeado com duas empresas do conglomerado EDP, a Enertrade e a EDP Bandeirante.

Para possibilitar aos acionistas da Investco a exploração da UHE Lajeado, na proporção de suas respectivas participações na Concessão, a Investco, como proprietária dos ativos de geração de energia existentes na UHE Lajeado, e cada um dos acionistas da Investco, como titulares, coletivamente, de 99% da Concessão, celebraram, em julho de 2001, conforme aditados em 23 de junho de 2009, contratos de arrendamento ("Contratos de Arrendamento") da fração ideal dos ativos de geração existentes na UHE Lajeado, correspondente à participação de cada acionista da Investco na Concessão.

Pelo arrendamento dos ativos, cada acionista da Investco paga à Investco, mensalmente, a partir da data do início da operação comercial da primeira unidade geradora da UHE Lajeado, a título de aluguel, valor mensal pré-determinado e sujeito a descontos calculados mensalmente em função das obrigações da Investco previstas nos Contratos de Financiamento abaixo descritos e em suas despesas operacionais.

As obrigações dos acionistas da Investco previstas nos Contratos de Arrendamento são garantidas pelo penhor de (i) seus direitos emergentes da parcela da Concessão de que são titulares; e (ii) seus direitos creditórios decorrentes da comercialização da energia da UHE Lajeado, exceto quanto à parcela de energia correspondente a 30% dos valores dos recebíveis representados pelos faturamentos mensais provenientes da comercialização da energia produzida pela UHE Lajeado e à parcela correspondente a 50% dos valores dos recebíveis da comercialização dos excedentes da energia produzida pela UHE Lajeado, que estão caucionados às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobrás") nos termos do Acordo Eletrobrás.

Cenaeel

A Companhia celebrou um contrato de compra da Cenaeel em junho de 2008. A Cenaeel possui dois parques eólicos em operação em Santa Catarina, totalizando 13,8 MW de capacidade instalada. A operação foi concluída em 16 de fevereiro de 2009.

Qualidade

Com o objetivo de introduzir processos inovadores, para garantir elevados índices de disponibilidade, a Companhia desenvolve um conjunto de iniciativas, dentre as quais se destaca, em 2008, o aperfeiçoamento do *air lift* na Usina Hidrelétrica Mascarenhas, assim como do *log boom*. O *air lift* é uma bomba de recalque, responsável pela retirada de sedimentos de fundo que promovem a conformação da região mais baixa do reservatório, facilitando o transporte dos sedimentos de montante para jusante da barragem.

O *log boom* consiste em tonéis e estruturas metálicas que, enfileiradas, ocupam aproximadamente o primeiro metro de profundidade do reservatório, formando uma linha a fim de reter resíduos que estejam ao seu alcance e evitar que cheguem ao gradeamento e às turbinas. A importância desses equipamentos reside no fato de que resíduos no gradeamento promovem redução na velocidade de escoamento da água e, consequentemente, menor geração e disponibilidade de energia.

Ampliação da Capacidade de Geração

A estratégia de crescimento adotada pela Companhia no segmento de geração baseia-se em uma abordagem seletiva de projetos para entregar crescimento rentável e orientado para a criação de valor. Segue, abaixo, uma descrição dos projetos da Companhia.

Pecém

A estratégia para ampliar a capacidade instalada da Companhia inclui a construção de Pecém, no Estado do Ceará, na qual detém participação de 50% em parceria com a MPX Energia. A Pecém utilizará carvão mineral importado e terá capacidade instalada de 720 MW, dos quais 615 MW foram vendidos pelo Pecém no leilão A-5, realizado pela CCEE, em outubro de 2007. O investimento total do projeto será de R\$3,4 bilhões. O preço alcançado no leilão foi de R\$125,95/MWh, para um contrato com duração de 15 anos.

A estruturação do projeto, incluindo as condições do EPC (*Engineering, Procurement & Construction*) e do financiamento, assegurou a venda da energia em condições de retorno atrativas. O cronograma de implantação prevê início de operação comercial da planta anterior a janeiro de 2012, data em que se inicia o compromisso de entrega de energia assumido no Mercado Regulado.

PCH Santa Fé

Conforme Comunicado ao Mercado, divulgado em 15 de junho de 2009, a ANEEL publicou Despacho referente à liberação da segunda unidade geradora da PCH Santa Fé, para início da operação comercial a partir de 11 de junho de 2009.

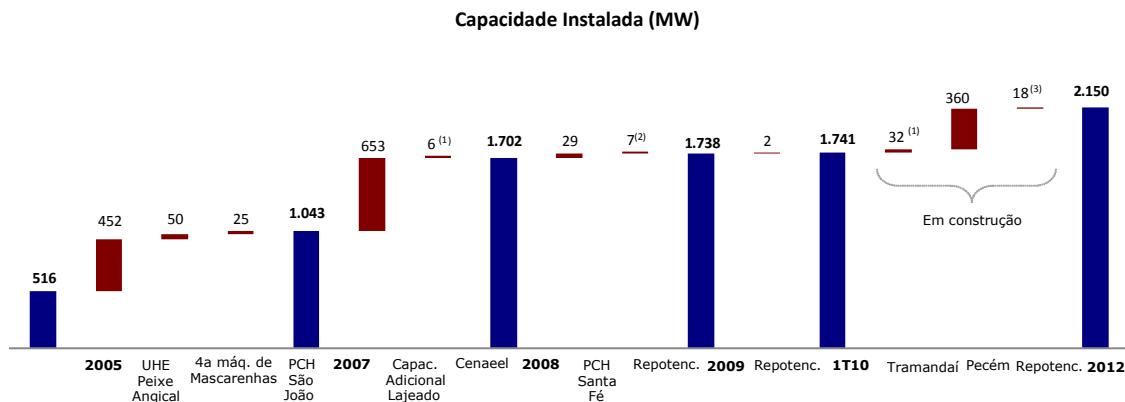
Localizada no município de Alegre (ES), o empreendimento possui capacidade instalada de 29 MW e energia assegurada de 16,4 MW médios. O total de energia gerada em PCH Santa Fé, ou seja, 16MW médios, foi vendido para 30 distribuidoras no Leilão A-3, ocorrido em junho de 2006, com início de suprimento a partir de 2009.

O empreendimento teve um investimento total de R\$160 milhões, dos quais 78% são na forma de dívida e 22% é capital próprio. Do total do financiamento, R\$76 milhões foram concedidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), e R\$48 milhões vieram de empréstimo obtido junto ao Banco do Brasil.

Repotenciações

Em 2009, foram finalizadas as repotenciações da UHE Suiça (2,9MW) e duas máquinas da PCH Rio Bonito (3,8MW). A previsão para o término da repotenciação da última máquina da PCH Rio Bonito (1,9MW) é para o primeiro trimestre de 2010. Quando concluída, a repotenciação da PCH Rio Bonito adicionará 5,7 MW à capacidade instalada. A finalização da repotenciação da UHE Mascarenhas (17,5MW) está prevista para o ano de 2012.

O gráfico a seguir mostra o crescimento da capacidade de geração do conglomerado EDP nos próximos anos, considerando apenas os projetos já em andamento. Em 2012, com a entrada em operação comercial de Pecém, a capacidade instalada total atingirá 2.117 MW.



ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

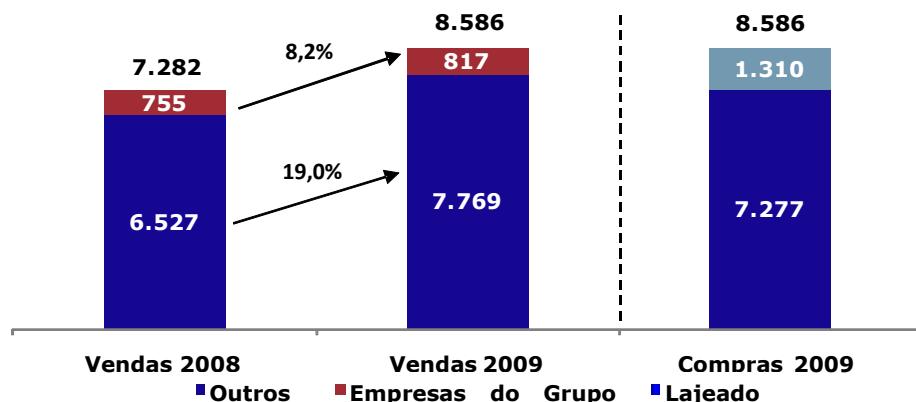
As atividades de comercialização de energia da Companhia são realizadas pela Enertrade. A atuação da Enertrade direciona-se para o mercado livre de energia elétrica atendendo prioritariamente os consumidores livres das áreas de concessão da EDP Bandeirante e da EDP Escelsa.

Além de contratos com consumidores livres, a Enertrade mantém também relações comerciais com outras comercializadoras e com Produtores Independentes, além dos contratos de self-dealing com as distribuidoras do conglomerado EDP. Em volume anual de venda de energia, a Enertrade é a terceira maior comercializadora privada do setor elétrico brasileiro, de acordo com os registros da CCEE, tendo em alguns meses do ano de 2009, atingido o segundo lugar. Em 2009, a Companhia figurava na lista das 500 maiores empresas brasileiras da revista Exame, tendo obtido destaque entre as cinco melhores empresas elétricas do País. O volume de energia comercializada totalizou 8.586 GWh durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, contra 7.282 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, representando crescimento de 18% em volume de venda de energia.

Este acréscimo no volume comercializado em 2009 foi resultado das oportunidades surgidas em função do diferente ritmo de recuperação da produção de diversos setores da economia. A estratégia adotada de reforçar a atuação no mercado de curto prazo, além dos contratos vendidos no segmento regulado através dos leilões de ajuste levou a comercializadora a um substancial incremento no volume de energia comercializada, o que foi determinante para o aumento da receita líquida do negócio.

A tabela abaixo apresenta o volume de energia comercializado pela Enertrade entre exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007:

Volume de Energia Comercializada (GWh)



Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de

	2009	2008	2007
	(Em GWh)		
Venda de Energia			
Terceiros	7.769.219	6.526.998	6.373.908
Empresas do Conglomerado EDP	817.192	755.182	814.194
Total	8.586.411	7.282.180	7.181.102
Compra de Energia			
Terceiros	7.276.575	6.133.294	5.529.332
Lajeado	1.309.836	1.148.886	1.658.770
Total	8.586.411	7.282.180	7.181.102

OUTRAS ATIVIDADES

Embora os principais negócios da Companhia estejam voltados para as áreas de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica, desenvolve também atividades de assessoria e consultoria técnica na área de energia, em suas diferentes formas e modalidades, tendo como clientes várias companhias elétricas brasileiras e estrangeiras.

Abaixo, segue, descrição das subsidiárias da Companhia que desempenham outras atividades no conglomerado EDP:

- Energest: sociedade que concentra a gestão dos ativos de geração existentes e futuros da Companhia.
- Escelsapar: Escelsa Participações S.A., sociedade que realiza serviços de Tecnologia da Informação e Internet exclusivamente para as empresas do conglomerado EDP.

b) Receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Geração

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, as geradoras da Companhia registraram uma receita operacional líquida de R\$596,5 milhões, o que representou cerca de 12,9% da receita líquida total da Companhia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, as geradoras da Companhia registraram uma receita operacional líquida de R\$786,3 milhões, o que representou cerca de 15,0% de sua receita líquida total. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, as geradoras registraram uma receita operacional líquida de R\$983,7 milhões, o que representou cerca de 18,8% da receita líquida total da Companhia.

Distribuição

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, as distribuidoras da Companhia registraram uma receita operacional líquida de R\$3.915,9 milhões, o que representou cerca de 76,3% da receita líquida total da Companhia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, as distribuidoras da Companhia registraram uma receita operacional líquida de R\$3.181,6 milhões, o que representou cerca de 69% da receita líquida da Companhia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, distribuidoras da Companhia registraram uma receita operacional líquida de R\$3.472,4 milhões, o que representou cerca de 66,5% da receita líquida total da Companhia

Comercialização

As atividades de comercialização tem atuação direcionada, sobretudo, no atendimento de consumidores livres no Brasil, tanto nas áreas de concessão das distribuidoras da Companhia, como também em outras áreas de concessão.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a receita operacional líquida totalizou R\$ 618,0 milhões, o que representou cerca de 12,0% da receita líquida total. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, a receita operacional líquida totalizou R\$708,2 milhões, o que representou cerca de 13,5% da receita líquida total da Companhia. No exercício social findo em 31 de dezembro de 2009, a receita operacional líquida gerada pela Enertrade foi de R\$763,2 milhões, o que representou cerca de 14,6% da receita líquida total da Companhia.

c) Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

Participação no Lucro Líquido ⁽¹⁾	R\$ mil					
	2009		2008		2007	
Atividades de Geração ⁽²⁾	341.742	46,6%	287.982	41,8%	224.071	40,0%
Atividades de Distribuição ⁽²⁾	366.021	49,9%	365.553	53,0%	302.162	53,9%
Atividades de Comercialização ⁽²⁾	25.043	3,4%	35.813	5,2%	33.933	6,1%
Total	625.137	100%	388.779	100%	388.779	100%

(1) Consolidado: Considera as eliminações intragrupo.

(2) Os valores percentuais dos segmentos de mercado foram calculados pela soma dos mesmos, excluindo-se as eliminações intragrupo

7.3. Informações sobre os produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2:

a) Características do processo de produção

Geração

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial e a abundância de recursos hídricos foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica.

Resumo da Situação Atual dos Empreendimentos

Fonte de Energia	Situação	Capacidade Associada (kW)
35 empreendimento(s) de fonte Eólica	outorgada	1.906.281
2 empreendimento(s) de fonte Eólica	em construção	7.050
45 empreendimento(s) de fonte Eólica	em operação	797.930
1 empreendimento(s) de fonte Fotovoltaica	outorgada	5.000
1 empreendimento(s) de fonte Fotovoltaica	em operação	20
11 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	outorgada	2.190.000
16 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em construção	10.128.500
168 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em operação	75.675.377
168 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	outorgada	13.894.269
49 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em construção	5.037.271
1.340 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em operação	29.228.803

Fonte: Aneel, junho de 2010

As centrais de produção de eletricidade são objeto de concessão, autorização ou registro, segundo o enquadramento realizado em função do tipo de central, da capacidade a ser instalada e do destino da energia. Segundo o destino da energia, as centrais de produção podem ser classificadas como:

- Produtores cuja outorga de concessão específica que a energia produzida destina-se ao serviço público de eletricidade;
- Produtores independentes (assumem o risco da comercialização de eletricidade com distribuidoras ou diretamente com consumidores livres); e
- Auto-produtores (produção de energia para consumo próprio, podendo o excedente ser comercializado mediante uma autorização).

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das distribuidoras, as geradoras não tem, em seus contratos de concessão a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas. Anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as geradoras comercializavam a sua energia por meio de contratos iniciais, os quais tinham tarifas fixadas pela ANEEL conforme previsto na Lei do Setor Elétrico ou por meio de contratos bilaterais cujos preços eram livremente negociados entre as partes.

Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as geradoras somente podem vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. No ACL, as geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a comercializadoras, distribuidoras com mercado inferior a 500GWh/ano e Consumidores Livres.

Nos contratos bilaterais firmados e homologados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as geradoras e distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio desses contratos é limitado por um valor estabelecido pela ANEEL chamado de “valor normativo”. Para os Contratos Bilaterais celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual.

Essas limitações ao repasse pelas distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam influenciando os preços de energia ofertados pelas geradoras, uma vez que estes devem ser inferiores ao Valor de Referência Anual para serem competitivos e passíveis de aprovação pela ANEEL. As geradoras contam, ainda, com o MRE para ter assegurada a receita correspondente à sua energia assegurada.

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Em 2002, o PROINFA foi estabelecido pelo governo para criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e projetos de Biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. Projetos que buscam qualificar-se para os benefícios oferecidos pelo PROINFA devem estar totalmente operacionais até 31 de dezembro de 2010. O BNDES aprovou a abertura de uma linha de crédito específica para projetos incluídos no PROINFA, podendo financiar até 80% dos custos de construção das usinas inseridas no programa.

Este programa visa à inclusão de energia renovável no parque energético nacional em dois momentos:

- em 3 anos, a partir de 2004, o total de 3.300 MW de energia renovável (Fonte: Lei 10.438/2002) - 1.100MW através da energia eólica, 1.100 MW através da Biomassa, e 1.100 MW, através de PCHs) deverá fazer parte do parque energético nacional; e
- Até 2020 a geração oriunda das usinas incentivadas pelo PROINFA deverá atender 15% do crescimento anual da carga.
- em 20 anos, a energia renovável deverá representar ao menos 10% de toda a energia produzida no Brasil. (Apresentação do MME “Proinfa: Política Pública de Energia Renovável”, realizada em Fortaleza, 18 de setembro/2006)

A Resolução Normativa ANEEL nº 127 de 6 de dezembro de 2004 estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo PROINFA, bem como para definição das respectivas cotas de energia elétrica a serem adquiridas pelos Consumidores Livres e distribuidoras, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O MRE é desenvolvido por um processo de 5 etapas que examinam, primeiramente, a capacidade das usinas dentro da mesma região de satisfazer os níveis de energia assegurada e, a seguir, o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. As etapas estão detalhadas abaixo:

- (i) aferição se a produção total líquida de energia dentro do MRE alcança os níveis totais de Energia Assegurada dos membros do MRE como um todo;
- (ii) aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de energia assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- (iii) caso determinadas geradoras, participantes do MRE, tenha produzido acima de seus respectivos níveis de energia assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de energia assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada “energia otimizada”, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de uma mesma região e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada;
- (iv) se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada (ou sua energia contratada, para aqueles membros do MRE que não tiverem contratado 100% de sua energia assegurada), e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada “energia secundária”, deve ser alocado entre as geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo preço CCEE prevalecente na região em que tiver sido gerada; e
- (v) se, após a etapa (3) ou (4) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido o nível de energia assegurada total do MRE, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no preço de liquidação de diferenças - PLD.

Energia Otimizada

As geradoras, membros do MRE, que produziram energia além de seus níveis de energia assegurada são compensados por custos variáveis de Operação e Manutenção - O&M e custos com o pagamento de royalties pelo uso da água. As geradoras do MRE que não tiverem gerado seus níveis de energia assegurada devem pagar custos de Operação e Manutenção - O&M e custos com os royalties pelo uso da água às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de energia assegurada durante o mesmo período. Atualmente, a TEO – Tarifa de Energia de Otimização paga pelas geradoras que recebem alocação de energia do MRE é de R\$8,18/MWh para todas as geradoras que forneceram seu adicional de energia gerada ao MRE (conforme determinado na Resolução Normativa da ANEEL nº 755/2008).

Energia Secundária

O montante total de energia do MRE restante após a alocação para cobertura da insuficiência das geradoras que deixaram de produzir sua respectiva energia assegurada é denominado "energia secundária". A energia secundária é alocada de acordo com os níveis de energia assegurada de todos os membros do MRE

b) Características do processo de distribuição

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Até meados da década de 1990, o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil era explorado em sua quase totalidade por empresas estatais. Nos dias de hoje, após diversos processos licitatórios, é bastante fragmentado, operando com 64 distribuidoras em todo território nacional, das quais as 10 maiores representaram 59% da energia vendida, em 2008.

Atualmente, as distribuidoras só podem oferecer serviços a seus clientes cativos dentro das respectivas áreas de concessão, sob condições e tarifas reguladas pela ANEEL. Dessa forma, se a distribuidora decidir por praticar algum desconto no valor da tarifa regulada, deve ser levado em consideração o princípio da isonomia.

Em 2009, o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil demandou 388.204 GWh, dos quais 25,9% foram para clientes residenciais, 42,6 % para clientes industriais, 16,8% para clientes comerciais e 14,5% para outros tipos de clientes. O número total de clientes residenciais, em 31 de dezembro de 2009, era de aproximadamente 55,9 milhões.

A distribuição é efetuada por 64 concessionárias, sendo 24 empresas privadas (37%), 21 privatizadas (34%), 4 municipais (6%), 8 estaduais (12%) e 7 federais (11%), conforme mapa e gráfico abaixo:



■ Controle Estatal ■ Controle Privado

Fonte: ANEEL.

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

A tarifa média de fornecimento no Brasil tende a ter seu valor mais baixo se comparado a outros países, em razão de haver no Brasil um parque de geração de energia predominantemente hidrelétrico, cabendo destacar o potencial brasileiro de energia renovável a ser explorado.

O mecanismo de controle tarifário foi, historicamente, uma forma de incentivar a substituição de outras fontes de energia pela hidrelétrica. No entanto, as altas taxas de juros e o uso das tarifas como instrumento de controle inflacionário, iniciado na década de 80, reduziram o incentivo a investir em geração, aumentando a possibilidade de um racionamento.

Em 1997, após a criação da ANEEL a agência passou a regular as tarifas praticadas pelas distribuidoras, tendo por base o contrato de concessão que estabelece, dentre outros, as tarifas a serem praticadas e os respectivos critérios de reajuste/revisão. Nesse ambiente regulatório, a tarifa é diferenciada de acordo com o tipo de consumidor (classe de consumo) e a tensão do fornecimento (grupo/subgrupo).

A estrutura da tarifa de distribuição é composta por custos de compra de energia, distribuição, transmissão, tributos, encargos setoriais e sociais. Destaca-se que a distribuidora é o agente que arrecada e repassa estes custos para todos os setores.

As distribuidoras da Companhia operam com tarifas reguladas e seus resultados dependem em parte de atos regulatórios. Seus respectivos contratos de concessão definem reajustes anuais, revisões tarifárias periódicas e a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias.

Na revisão tarifária periódica, a ANEEL determina a receita requerida pelas distribuidoras da Companhia, de forma a cobrir as denominadas Parcelas A e B. São componentes da Parcela A, os custos de compra de energia para seu mercado consumidor e respectivos encargos tarifários e, componentes da Parcela B, os custos de operação, os tributos, a depreciação e a remuneração do capital.

Como a receita requerida das distribuidoras da Companhia é calculada em bases anuais, trata-se de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subsequentes à data da revisão tarifária. Se a receita requerida estimada para o ano em análise (ano-teste) for diferente da receita verificada da concessionária no mesmo período, calculada com base nas tarifas vigentes, distribuidoras da Companhia sofrem um reposicionamento em suas tarifas (Reposição Tarifário – RT), de modo a igualar a receita requerida com a receita verificada.

No caso das distribuidoras da Companhia, a revisão tarifária periódica ocorre de três em três anos para a EDP Escelsa e de quatro em quatro anos para a EDP Bandeirante. Todavia, a receita de destas distribuidoras pode sofrer impacto da inflação, de modo que o reajuste tarifário anual pretende oferecer às distribuidoras a perspectiva de que, no período entre revisões, não ocorra este impacto inflacionário.

Para tanto, quando do reajuste anual, sobre as Parcelas A e B aplica-se o Índice de Reajuste Tarifário ("IRT"), por meio do qual são reconhecidas variações de custos da Parcela A e variações

do IGPM para a Parcela B, sendo que para esta última o valor do IRT é ajustado por um fator chamado de Fator X, um componente que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional.

A partir de 2002, foi introduzido o instrumento Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), o qual complementa o IRT de forma a reconhecer variações positivas e negativas de determinados componentes de custos da Parcela A, com períodos inferior a um ano.

O estabelecimento desse mecanismo foi para assegurar que as revisões tarifárias reflitam de uma maneira mais efetiva as alterações nos custos das concessionárias e também em um intervalo de tempo menor a partir da ocorrência da alteração.

Para fechar os mecanismos tarifários previstos nos contratos de concessão, há a revisão tarifária extraordinária que pode ser solicitada a qualquer tempo pelas concessionárias sempre que determinado evento caracterizado como gerado por fatores alheios ao controle da concessionária, inclusive alteração de tributos, provoque comprovado desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

As revisões tarifárias extraordinárias são eventos raros com motivação associada a causas alheias à capacidade de gestão das companhias. Como exemplos, houve (i) a ocorrência do reconhecimento de variações de custos por força da crise cambial de 1999 e (ii) a decretação de rationamento em 2001/2002, cujo entendimento para apuração de custos foi consubstanciado no Acordo Geral do Setor de 2001.

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso da rede e fornecimento) são reajustadas anualmente pela ANEEL (reajuste periódico anual), revistas periodicamente (revisão tarifária periódica) a cada 3 ou 4 anos, dependendo do contrato de concessão, e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário (revisão tarifária extraordinária).

A ANEEL divide a receita das distribuidoras em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora, chamados custos da Parcela A; e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B.

Os custos da Parcela A incluem os seguintes itens:

- (i) custos de aquisição de energia elétrica obtidos dos leilões públicos promovidos pela ANEEL;
- (ii) custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu Binacional;
- (iii) custos de aquisição de energia elétrica em Contratos Bilaterais;
- (ix) custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e
- (x) encargos setoriais: CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ESS, ONS, P&D, e CFURH.

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico às tarifas está sujeito a um limite máximo baseado no valor normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia, tais como

energia hidrelétrica, energia termelétrica ou fontes alternativas de energia. O valor normativo é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração: (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda estrangeira; e (iii) os custos de combustível (tal como gás natural). Os custos incorridos em moeda estrangeira não podem ultrapassar 25% dos custos das geradoras.

A Parcela B compreende os custos que estão sob o controle das concessionárias, tais como os custos de capital e os custos de operação e manutenção, sendo os custos operacionais os mais relevantes. A cada reajuste, a Parcela B é obtida como resultado da subtração da Parcela A da receita total auferida no período de referência, que é definido como o período transcorrido entre o último reajuste e o que está em processamento, ou seja, a Parcela B é obtida residualmente.

O reajuste periódico anual das tarifas baseia-se em uma fórmula paramétrica, definida no contrato de concessão. Nele, os custos da Parcela A são em geral integralmente repassados às tarifas. Os custos da Parcela B, por sua vez, são corrigidos de acordo com a variação do IGP-M, ajustado por um elemento chamado fator X (componente que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional). O resultado é o IRT.

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 3 ou 4 anos (cada contrato tem um período distinto). Essas revisões são realizadas pela ANEEL tendo como princípios: (i) as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, (ii) os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e (iii) os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

Desta forma, nos processos de revisão tarifária periódica implementados pela ANEEL, todos os custos da Parcela B são recalculados com vistas a assegurar que a Parcela B seja suficiente para: (i) a cobertura dos custos operacionais eficientes; (ii) a remuneração adequada dos investimentos prudentes considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora; e (iii) determinar fator X. O fator X é utilizado para ajustar o IGP-M empregado nos reajustes anuais subsequentes e é definido com base em dois componentes: (a) ganhos previstos de produtividade; e (b) IPC-A sobre a parcela mão de obra dos custos operacionais. Por conseguinte, quando da conclusão de cada reajuste tarifário, a aplicação do fator X faz com que as distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Em 2006, a ANEEL deu início ao aperfeiçoamento das metodologias utilizadas no primeiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, através da audiência pública 008/2006. Esta audiência culminou na Resolução nº 234/2006, que estabeleceu “os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica”.

Em 20 de dezembro de 2007, a ANEEL deu início à audiência pública 052/20007, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006. Os temas abordados foram empresa de referência, fator X, perdas técnicas, perdas não técnicas, receitas irrecuperáveis e Base de Remuneração Regulatória. O processo da audiência

pública terminou em 25 de novembro de 2008, com a homologação da Resolução Normativa ANEEL nº 338/2008, que alterou os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Ademais, as distribuidoras têm direito a revisão tarifária extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro de seus contratos de concessão e a compensação por custos imprevistos que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Reajustes e revisões aplicados às distribuidoras da Companhia

Conforme mencionado, a ocorrência de revisões tarifárias periódicas respeita ciclos estipulados no contrato de concessão: (i) a EDP Bandeirante teve duas revisões, nos anos de 2003 e 2007, e as seguintes serão a cada quatro anos, no mês de outubro; e (ii) a EDP Escelsa já foi revisada em quatro ocasiões, 1998, 2001, 2004 e 2007, e estão previstas revisões a cada três anos, no mês de agosto.

Ainda assim, da perspectiva dos resultados das empresas assumiu-se, como aplicável, o índice de reposicionamento tarifário provisório aplicado pela ANEEL e publicado com o título de "provisório" expresso na respectiva resolução homologatória da ANEEL e, nos casos de reconhecimentos para mais ou para menos, estes foram apropriados quando de sua deliberação pelo regulador.

A seguir, discute-se brevemente os resultados das revisões/reajustes das distribuidoras controladas pela Companhia:

EDP Escelsa – Em 28 de julho de 2009, a ANEEL homologou de forma definitiva a quarta revisão tarifária periódica da EDP Escelsa (período Agosto 2007-Agosto 2010), cujas principais alterações, face ao que havia estabelecido provisoriamente em 2007 e 2008, foram:

(i) Empresa de Referência: passou de R\$ 221 milhões para R\$ 210 milhões. Em 12 de maio de 2009, como resultado da Consulta Pública nº 035/2009, a ANEEL havia divulgado o valor de R\$ 202 milhões;

(ii) Componente Xe do Fator X: índice utilizado no cálculo dos reajustes tarifários anuais, passou de 1,45% para 0,00%;

(iii) Percentual de Perdas de Receita Irrecuperáveis: passou de 0,50% para 0,60% do faturamento bruto (com impostos).

Essas alterações retroagiram a 07 de agosto de 2007 e foram mantidos os valores da Base Regulatória Bruta e Líquida.

A ANEEL deliberou, também, sobre os recursos administrativos interpostos anteriormente pela EDP Escelsa, em face da Resolução Homologatória 528/2007 e da Resolução Homologatória 686/2008, relativos a provimentos relacionados com a Estrutura Tarifária, a Receita de Suprimento e a ajustes no cálculo do déficit do Programa Luz para Todos.



Computados todos os efeitos, o índice de revisão tarifária, agora aprovado pela ANEEL, é de -6,44%, em substituição ao valor provisório, fixado em agosto de 2007, de -6,92%.

EDP Bandeirante – Em 06 de outubro de 2009, a ANEEL homologou de forma definitiva a segunda revisão tarifária periódica da EDP Bandeirante (período Outubro 2007-Outubro 2011), cujas principais alterações, face ao que havia estabelecido provisoriamente em 2007 e 2008, foram:

(i) Empresa de Referência: passou de R\$ 263 milhões para R\$ 247 milhões. Em 13 de julho de 2009, como resultado da Consulta Pública nº 047/2009, a ANEEL havia divulgado o valor de R\$ 235 milhões; (ii) Componente Xe do Fator X: índice utilizado no cálculo dos reajustes tarifários anuais, passou de 0,74% para 1,01%; (iii) Percentual de Perdas de Receita Irrecuperáveis: passou de 0,50% para 0,60% do faturamento bruto (com impostos).

Estas alterações retroagem a 23 de outubro de 2007 e estão mantidos os valores das Bases de Remuneração Regulatória Bruta e Líquida.

Computados todos os efeitos, o índice de revisão tarifária, agora aprovado pela ANEEL, é de -9,79%, em substituição ao valor provisório, fixado em outubro de 2007, de -8,80%.

Reajustes Tarifários

EDP Escelsa – Em 04 de agosto de 2009, a ANEEL aprovou o reajuste médio das tarifas da EDP Escelsa em 15,12% para o período de 07 de agosto de 2009 a 06 de agosto de 2010. Considerando os ajustes financeiros já incluídos nas tarifas da EDP Escelsa, associados à recuperação relativa a períodos passados, o reajuste médio nas tarifas de energia elétrica será de 10,01%.

Conforme definido pela ANEEL, esse reajuste também contemplou a diferença percentual em razão da homologação definitiva da revisão tarifária da EDP Escelsa, ocorrida em 28 de julho de 2009.

EDP Bandeirante – Em reunião pública ocorrida em 21 de outubro de 2008, a ANEEL aprovou o reajuste médio das tarifas da EDP Bandeirante de 5,46% para o período de 23 de outubro de 2009 a 22 de outubro de 2010, sendo 3,11% relativo ao reajuste tarifário anual econômico e 2,35% referentes aos componentes financeiros pertinentes, que, computado o efeito dos itens financeiros retirados da base, de 4,44%, correspondem a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de 1,02%.

Conforme definido pela ANEEL, esse reajuste também contemplou a diferença percentual em razão da homologação definitiva da revisão tarifária da EDP Bandeirante, ocorrida em 06 de outubro de 2009.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD")

Um consumidor que opte pelo mercado livre continua pagando a TUSD ao distribuidor local. Assim, a diminuição da arrecadação decorrente da saída do consumidor não impõe à distribuidora redução nas margens de lucro estabelecidas, uma vez que a remuneração dos investimentos está

alocada na TUSD, parcela que permanece sendo auferida pela distribuidora, mesmo quando da opção do consumidor potencialmente livre por outro supridor de energia.

A tabela abaixo apresenta a receita bruta devida ao uso das distribuidoras da Companhia por consumidores livres e concessionárias (energia em trânsito pela rede da Companhia).

	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
	(em R\$ mil)		
EDP Bandeirante	1.885,4	1.731,2	1.782,9
EDP Escelsa	1.434,2	1.301,3	1.301,1
Total	3.319,6	3.032,5	3.084,0

A receita dos serviços de uso das redes da Companhia cresceu 9,5% entre os exercícios sociais encerrados em dezembro de 2008 e dezembro de 2009. Tal performance ocorreu em função principalmente da crise mundial, que refletiu na redução de produtos industrializados dos clientes exportadores. A maior parte da receita proveniente dos clientes livres (aproximadamente 2/3) é referente à contratação do uso da rede (capacidade, em MW). Para estes clientes, a distribuidora recolhe também as parcelas referentes a encargos setoriais (CCC, CDE, Proinfa, etc), que são repassados para outras entidades e são calculados com base no consumo de energia, em MWh;

De forma geral, as reduções de demanda contratada dos clientes livres, que poderiam determinar reduções de receita, deixaram de ser uma ameaça ao negócio, tanto pela desistência de vários pedidos de redução, bem como pelos acréscimos de demanda que foram solicitados no período e compensaram as reduções efetivamente realizadas.

No entanto, observa-se recuperação no comparativo 4T09 x 4T08 apresentando acréscimo de 12,2%. No comparativo entre 4T09 x 3T09 observa-se crescimento de 7,9% na EDP Bandeirante e 4,9% na EDP Escelsa, determinando um crescimento de 6,7% no volume de energia consolidado.

c) Características dos mercados de atuação, em especial: (i) a participação em cada um dos mercados e (ii) as condições de competição no mercado

A operação da rede de distribuição dá-se em ambiente de monopólio legal, sendo os serviços de rede remunerados por meio da TUSD. Dessa forma, os clientes localizados dentro das áreas de concessão das distribuidoras da Companhia, tanto cativos como livres, utilizam a rede de distribuição para ter acesso à energia elétrica, remunerando distribuidoras da Companhia por meio da TUSD.

No caso da geração, após o vencimento dos contratos de venda de energia existentes das geradoras da Companhia, a energia por elas gerada deverá ser comercializada como energia existente, no ACR e/ou no Ambiente de Contratação Livre ("ACL").

A concorrência no ACR, para as geradoras da Companhia, se dá por meio de leilões de compra de energia existente para suprimento às distribuidoras do SIN. Ademais, no ACR, o investidor em geração enfrenta competição quando de sua participação nos leilões por novas concessões. A proposta vencedora obtém o contrato de concessão e um contrato de venda da energia com prazo entre 15 e 30 anos.

Já no ACL, a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação, sendo preços e condições acordados entre as partes. Nesse ambiente, a competição é exercida entre os concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica.

No segmento de comercialização, as comercializadoras competem na aquisição de energia das várias fontes, não sendo vedada a compra de energia de geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico. Elas competem também na comercialização ou intermediação de venda de energia para os consumidores livres. Os principais concorrentes da Companhia na comercialização são: (i) Companhia Paulista de Força e Luz; (ii) Empresa Operadora do Mercado Energético Ltda.; (iii) Tractebel Energia S.A.; e (iv) TRADENER Ltda.

Na comercialização de energia, a gestão do risco de mercado é um dos fatores chave da competição neste segmento. A eficiência da Companhia no que diz respeito ao controle do risco e a possibilidade de aproveitar as oportunidades de diferenciais de preço no mercado livre são essenciais na competitividade da Enertrade.

d) Eventual sazonalidade

As distribuidoras de energia elétrica da Companhia não apresentam sazonalidade relevante, pois as características econômicas dos mercados que atendem, industrial, residencial e comercial, sejam de mercados cativos, sejam de consumidores livres, proporcionam uma compensação, mantendo relativamente uniforme o fluxo total de receitas ao longo de todo o ano. Ademais, a infra-estrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica não apresenta nenhuma característica estrutural ou operacional que a sujeite a ajustes sazonais. Em 2008, por exemplo, a máxima e a mínima receita bruta mensal foram equivalentes a 108% e a 93% da receita bruta média mensal do ano. A receita e os resultados das distribuidoras da Companhia são influenciados de forma mais significativa pelo desempenho da economia regional de suas áreas de concessão.

As unidades de geração de energia hidrelétrica das controladas da Companhia são ligadas ao SIN, que possui reservatórios desenvolvidos para regularizar a vazão e a operação do sistema elétrico como um todo, por meio de um mecanismo denominado MRE – Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada. A função deste mecanismo é o suporte mútuo e solidário à produção da energia das unidades credenciadas. Assim, ainda que a produção de energia hidrelétrica esteja ligada a fatores climáticos e hidrológicos, em condições usuais, o sistema possui mecanismos para mitigar os efeitos desses fatores.

e) principais insumos e matérias primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável:

Todo o faturamento da energia adquirida pela distribuidora segue o estabelecido nos respectivos contratos, sendo estes homologados pela ANEEL e estão sujeitos à fiscalização deste órgão.

ii. dependência de poucos fornecedores:

Com as diretrizes do Novo Modelo do Setor Elétrico, desde 2004, as distribuidoras compram energia nos leilões do ACR, firmando Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ("CCEAR"), com todos os geradores que ofertaram energia no certame. Assim, é grande o número de fornecedores de energia da Companhia, sendo que para participar do leilão todos os vendedores foram, previamente, habilitados e qualificados pela ANEEL.

Sendo o parque gerador do conglomerado EDP predominantemente hídrico, ou seja, não dependente de matéria prima onerosa para a geração do insumo energia, os fornecedores desse ramo de atividade são os relacionados à operação e manutenção do empreendimento.

iii.volatilidade dos preços:

Os contratos de compra de energia das distribuidoras da Companhia são reajustados anualmente, na data base do reajuste/revisão tarifária, sendo que 41,8% das despesas estão indexadas pelo IPCA e 29,9% pelo IGP-M. Os 28,3% restantes são referentes à compra de Itaipu que tem preço fixado em dólar, sofrendo o impacto da variação cambial a cada mês. As despesas com a compra de energia compõem a "Parcela A" e são repassadas à tarifa de fornecimento da distribuidora.

Os contratos de venda de energia das geradoras da Companhia são reajustados anualmente, e estão indexados pelo IGP-M ou IPCA. Quando a venda é realizada para uma concessionária de distribuição de energia a data do reajuste é concatenada à data base do reajuste/revisão tarifária da compradora.

7.4. Clientes relevantes (responsáveis por mais de 10% da receita líquida total da Companhia)

A prestação do serviço de distribuição de energia elétrica comprehende o atendimento a um mercado que se divide entre clientes cativos, os quais adquirem a energia suprida pela distribuidora conjuntamente ao serviço de uso da rede, e os clientes de uso de rede, os quais adquirem exclusivamente o serviço de uso da rede de distribuição e escolhem outro supridor de energia. Os clientes cativos das 2 distribuidoras da Companhia são classificados em cinco classes de consumo principais: industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros (os quais incluem instituições governamentais e de serviços públicos).

A tabela abaixo apresenta, de forma consolidada, o número de clientes, volume de energia vendida e distribuída e a receita bruta por classe de consumo de clientes finais para o período de 2007 a 2009 da EDP Bandeirante e EDP Escelsa:

	<u>Exercício social encerrado em 31 de dezembro de</u>								
	2009			2008			2007		
	Clientes	Volume (MWh)	Receita R\$ mil 1	Clientes	Volume (MWh)	Receita R\$ mil 1	Clientes	Volume (MWh)	Receita R\$ mil 1
Residencial	2.282.266	4.704.227	1906,3	2.209.541	4.402.484	1.643,4	2.139.790	4.130.406	1.693,2
Industrial	20.876	3.906.216	1226,8	20.098	4.156.413	1.204,5	19.533	4.017.662	1.197,5
Comercial	191.440	2.781.321	1049,6	186.957	2.642.237	939,3	183.729	2.522.893	959,2
Rural	150.226	609.038	126,1	145.677	625.410	113,8	134.000	581.072	112,4
Outros (2)	22.803	1.425.446	409,0	20.299	1.399.028	369,7	19.366	1.358.302	379,6
(-) Transf. para TUSD – clientes cativos (3)	-	-	(2.580,2)	-	-	(2.399,9)	-	-	(2.390,1)
Energia vendida a clientes finais	2.667.611	13.426.248	2.137,6	2.582.572	13.225.572	1.870,8	2.496.418	12.610.335	1.951,8

Suprimento convencional	1	417.047	41,7	1	404.224	33,5	1	376.499	47,5
Suprimento em trânsito	2	32.878	1,5						
Energia em trânsito	107	7.423.297	739,4	105	8.563.206	632,5	103	8.756.520	693,8
(+) Transferido dos clientes cativos (4)	-	-	2.580,2	-	-	2.399,9	-	-	2.390,1
Consumo próprio	253	13.695	-	222	12.765	0	214	13.227	0
Total de Energia	2.667.974	21.313.165	4.772,3	2.582.900	22.205.767	4.936,7	2.496.736	21.756.581	5.083,2

Distribuída

(1) Dados em R\$ referem-se à receita sem ICMS, sem RTE, sem consumo próprio, sem ECE/EAEEE e com baixa renda.

(2) Outros: Poder público, maio iluminação pública e serviço público.

(3) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Clientes cativos, líquido de ICMS.

(4) Receita em Energia em Trânsito: considera algumas eliminações entre as empresas do Grupo.

- Clientes residenciais. No exercício social encerrado em encerrado em 31 de dezembro de 2009, os clientes residenciais responderam por 35,0% do volume total de energia vendida (a clientes finais) da EDP Bandeirante e 35,1% da EDP Escelsa. Conjuntamente, correspondem a 34,3% da receita líquida da atividade de distribuição da Companhia
- Clientes industriais. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, os clientes industriais responderam por 34,5% do volume total de energia vendida (a clientes finais) pela EDP Bandeirante e 19,6% da energia vendida pela EDP Escelsa. Conjuntamente, correspondem a 22,6% da receita líquida da atividade de distribuição da Companhia.
- Clientes comerciais. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, os clientes comerciais responderam por 19,8% do volume total de energia vendida (a clientes finais) pela EDP Bandeirante e 22,2% pela EDP Escelsa. Conjuntamente, correspondem a 19,1% da receita líquida da atividade de distribuição da Companhia.
- Clientes rurais. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, os clientes rurais responderam por 0,8% do volume total de energia vendida (a clientes finais) pela EDP Bandeirante e 11,0% pela EDP Escelsa. Conjuntamente, correspondem a 2,7% da receita líquida da atividade de distribuição da Companhia.

Na atividade de geração Companhia, a energia elétrica produzida é transmitida por sistemas próprios ou de terceiros às distribuidoras, que levam a energia até ao cliente final. Sob a perspectiva da comercialização, as geradoras da Companhia vendem a sua energia assegurada, conforme determinada pela ANEEL, a comercializadoras ou distribuidoras de energia elétrica.

7.5. Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia:

a) Necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades da Companhia e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Concessões

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento de instalações para produção e transporte de energia elétrica, assim como a sua comercialização, podem ser efetuados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou

autorizações. As companhias ou consórcios que pretendem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal.

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica durante um período determinado, ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo a critério do MME (Ministério das Minas e Energia), após consulta com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Tal período é, geralmente, de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

Abaixo, encontra-se uma breve descrição dos contratos de concessão, portarias e resoluções que outorgam concessão, autorização e permissão às empresas do conglomerado EDP Brasil para construção ou operação de unidades de geração, distribuição, ou comercialização de energia no Brasil:

Contrato de Concessão	Concessionária	Estado	Início	Prazo
Contrato de Concessão 003/2007	Energest	UHE Mascarenhas	ES	13/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 003/2007	Energest	UHE Suiça	ES	14/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Despacho 973/2006	Pantanal Energética	CGH Coxim (Vitor A. De Brito)	MS	04/12/1997 indefinido Serviço Público
Despacho 973/2006	Pantanal Energética	CGH São João I	MS	05/12/1997 indefinido Serviço Público
Despacho 973/2006	Pantanal Energética	CGH São João II	MS	06/12/1997 indefinido Serviço Público
Contrato de Concessão 002/1997	Pantanal Energética	PCH Mimoso (Assis Chat)	MS	07/12/1997 04/12/2027 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Alegre	ES	14/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Fruteiras	ES	04/12/1997 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Jucu	ES	05/12/1997 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Aparecida	ES	13/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Iúna	ES	13/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Rio Preto	ES	13/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Fumaça	ES	13/07/1995 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de Concessão 002/2007	CESA	UHE Rio Bonito	ES	06/12/1997 16/07/2025 Serviço Público
Contrato de concessão 001/1995	EDP ESCELSA	Distribuidora	ES	07/12/1997 17/07/2025 Serviço público
Contrato de concessão 202/1998	EDP BANDEIRANTE	Distribuidora	SP	23/10/1998 23/10/2028 Serviço público
Resolução 358/99	Pantanal Energética	PCH Paraíso	MS	23/12/1999 23/12/2029 PIE (I)
Resolução 402/00	CESA	PCH Vilaçosa	ES	19/05/1999 19/05/2029 PIE (I)
Resolução 110/99	CESA	PCH São João	ES	19/05/1999 19/05/2029 PIE (I)
Resolução 468/01	Costa Rica Energética Ltda.	PCH Costa Rica	MS	31/10/2001 31/10/2031 PIE (I)
Contrato de Concessão 005/1997	EDP Lajeado Energia S.A	UHE Lajeado	TO	04/12/1997 16/12/2032 PIE (I)
Contrato de Concessão 005/1997	Investco	UHE Lajeado	TO	04/12/1997 16/12/2032 PIE (I)
Contrato de concessão 130/2001	Enerpeixe S.A	UHE Peixe Angical	TO	07/11/2001 07/11/2036 PIE (I)
Contrato de concessão 021/2002	Enercouth S.A	UHE Couto Magalhães	MT	23/04/2002 23/04/2037 PIE (I)
Resolução 482/01	Santa Fé Energia S.A	PCH Santa Fé	ES	13/11/2001 13/11/2031 PIE (I)
Portaria MME nº 226/2008	Pecém	UTE Pecém	CE	01/07/2008 01/07/2043 PIE (I)

(I) Produtores Independentes de Energia Elétrica

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, bem como as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões são:

- Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço.
- Serviços. O Poder Concedente pode declarar quais são os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública, nomeando-os de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

- Responsabilidade objetiva. A concessionária é a responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de culpa.
- Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.
- Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações.
- Extinção antes do termo contratual. A extinção do Contrato de Concessão poderá ser determinada por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação do processo licitatório que conferiu a concessão, falência ou extinção da concessionária. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Nos casos de caducidade, deverão ser descontados da indenização os valores das multas contratuais e dos danos por ela causados.
- Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

O problema, a ser equacionado pelo Governo e que se aproxima rapidamente, advém do fato de que grande parte das outorgas tem o fim do prazo de concessão previsto para 2015. Dados disponíveis indicam que 21.791,8 MW de capacidade instalada terão a concessão expirada sem possibilidade de renovação. Desse montante, a Chesf lidera a lista, com 9.214,5 MW, seguida pela Cesp (4.995,2 MW), Furnas (3.248 MW) e Cemig (2.598,7 MW). Em 2015, expiram ainda a concessão de 73.768 quilômetros de extensão de linhas de transmissão de estatais federais e estaduais, bem como os contratos de 41 das 64 distribuidoras (neste caso, entre 2014 e 2016).

O que tende a ser adotado pelo Governo federal e que irá certamente acarretar alterações na regulamentação vigente, é a prorrogação das Concessões vincendas por mais um período a ser definido, cabendo ainda estabelecer o montante e a forma do ônus relativo à prorrogação para cada um dos três segmentos envolvidos.

A expectativa preponderante entre os Agentes do mercado é de que a prorrogação das concessões de geração será onerosa, evitando ganhos fortuitos do detentor da concessão, que comercializaria a preços de mercado a energia proveniente de empreendimentos já totalmente amortizados.

Por outro lado, para as distribuidoras a percepção vigente é de que haverá prorrogação não onerosa das concessões vincendas, posto que existe revisão tarifária para a captura de ganhos de produtividade e a remuneração sobre o capital é fixada, além do que o nível de investimentos durante a prestação do serviço é muito grande, fazendo com que o custo de reversão seja muito elevado. Para as concessionárias de transmissão, a percepção é de que também seja adotada a solução de prorrogar as concessões quando de seu vencimento.

Vale ressaltar que nenhuma empresa de distribuição ou empreendimento de geração do Grupo EDP Energias do Brasil tem vencimento de concessão neste horizonte.

Aspectos Institucionais

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, que dispôs, dentre outras, sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão autorregulador responsável pela operação do mercado atacadista de energia e pela determinação dos preços de energia no mercado spot, substituído pela CCEE em 2004; (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os contratos iniciais, normalmente compromissos de *take-or-pay* (pegue ou pague), com preços e quantidades aprovados pela ANEEL (a principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as distribuidoras tivessem acesso ao fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras durante o período de transição para o novo modelo (2002-2005)); (iii) criação do NOS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), entidade responsável pela execução das atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional); e (iv) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização).

Em 2000, o Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro, instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluíam (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, (ii) garantia do repasse de seu custo de aquisição pelas distribuidoras, até o limite do valor normativo, de acordo com a regulamentação da ANEEL, e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico. Ainda em 2000, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, estabeleceu obrigações a concessionárias do serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no sentido de que passassem a aplicar, anualmente, determinados percentuais das respectivas receitas operacionais líquidas em P&D (pesquisa e desenvolvimento) e programas de eficiência energética.

Em 2001, em consequência de grave crise energética enfrentada no País, que perdurou até o final de fevereiro de 2002, o Governo Federal implementou medidas que incluíram: (i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e (ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica. As metas para redução do consumo das classes residenciais e industriais chegavam a 20%. Tais medidas foram suspensas em março de 2002, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda.

Em abril de 2002, o Governo Federal promulgou novas medidas, tais como o estabelecimento da RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras pelas perdas incorridas durante o Programa de Racionamento, bem como a criação do PROINFA (O PROINFA é um programa do Governo Federal, destinado a municípios, que objetiva contribuir para a melhoria da qualidade de vida nas cidades mediante a reestruturação de sua infra-estrutura urbana), visando incentivar o desenvolvimento de fontes alternativas de geração.

O Governo Federal estabeleceu, ainda, regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas às condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

Finalmente, em março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor, tendo por meta principal proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária.

Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o Governo Federal adotou inúmeras medidas para reformar o setor elétrico brasileiro. Em 15 de março de 2004, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi promulgada com o intuito de garantir aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa justa, por meio de incentivos a empresas privadas e públicas visando a construção e manutenção da capacidade geradora do País. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi implementada pelo Decreto n.º 5.163, promulgado em 30 de julho de 2004.

De maneira geral, o modelo do setor elétrico foi concebido para atender à preocupação de estabelecer um marco regulatório estável de forma a atrair investimentos na expansão do sistema de geração, garantir níveis confiáveis de suprimento e proporcionar modicidade tarifária, alicerçada por um processo licitatório competitivo.

O Novo Modelo obriga os agentes de consumo regulados (distribuidores) a preverem suas necessidades para um horizonte relativamente longo, de cinco anos. Essas previsões servem para sinalizar a necessidade de construção de usinas, em tempo hábil para que esses empreendimentos possam ser licitados e construídos, a partir de processo licitatório público, em que o vencedor é o agente que ofertar a menor tarifa. Os agentes de geração obtém, além do direito de explorar comercialmente o empreendimento a ser construído, contratos de longo prazo (mínimo de quinze anos), celebrados com os agentes de distribuição e que podem ser utilizados como garantia na busca de financiamento para execução da obra através dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, (CCEAR).

No ambiente livre, onde transacionam energia os agentes geradores, os comercializadores e os grandes consumidores, a duração dos contratos, os volumes contratados, o momento de início da entrega da energia e, principalmente, o preço, são livremente pactuados entre os agentes intervenientes.

Há também um mercado de diferenças, ou mercado "spot", onde são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre quantidades efetivamente geradas/consumidas e as quantidades contratadas. O preço de liquidação é chamado de PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), que é produzido por uma cadeia de modelos de simulação, com representação estocástica das afluências naturais aos reservatórios das centrais hidrelétricas e a consideração do despacho termelétrico por mérito econômico, função de seu custo variável de operação.

De forma concisa, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico regula, entre outras disposições, normas relativas: (i) a procedimentos de leilão; (ii) a forma de contratos de compra e venda de energia elétrica; e (iii) o método de repasse de custos aos consumidores finais.

Os principais dispositivos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelecem:

(i) criação de dois ambientes para comercialização de energia elétrica: um mercado regulado, o ACR (Ambiente de Contratação Regulada), em que participam os consumidores cativos representados pelas distribuidoras de energia elétrica, e um mercado especificamente destinado aos consumidores livres e agentes comercializadores, denominado ACL (Ambiente de Contratação Livre);

(ii) restrições a determinadas atividades das distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição de energia, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a consumidores cativos;

(iii) eliminação da possibilidade de "self-dealing" (contratação direta de empresa do mesmo Grupo empresarial), de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas; e

(iv) respeito aos contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, programa originalmente criado pelo Governo Federal em 1990, com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais.

Ainda, segundo as diretrizes do novo modelo, todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica. Por seu lado, os agentes vendedores de energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico da energia que pretendam comercializar através de contratos. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL.

A partir de 2005, todos os agentes geradores, distribuidores e comercializadores de energia, produtores independentes de energia ou consumidores livres e especiais deverão notificar o MME, até 1º de agosto de cada ano, a respeito de sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos 5 (cinco) anos subseqüentes. Adicionalmente, cada agente de distribuição deverá notificar o MME, até 60 (sessenta) dias antes de cada leilão de energia, a respeito dos montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ACR e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões. As distribuidoras também deverão especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes ambientes de comercialização: (i) o ACR, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento aos seus consumidores; e (ii) o ACL, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como consumidores livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. Além dos leilões regulados, as distribuidoras podem comprar energia elétrica proveniente de geração distribuída, que pode ser contratada através de processo de Chamada Pública conduzido pela própria distribuidora, com volume máximo limitado a 10% do mercado cativo atendido.

No que respeita aos contratos de energia existente, cabe destacar que a energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no SIN Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por tais concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em conseqüência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o dólar. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

O Ambiente de Contratação Regulada é destinado à comercialização de energia elétrica de agentes geradores, importadores de energia, ou comercializadores para os distribuidores, que adquirem energia visando atender à carga dos Consumidores Cativos. Conforme a Lei nº 10.848/04, no ACR a energia pode ser adquirida da seguinte forma:

- Contratos provenientes dos Leilões promovidos pela ANEEL, os CCEARs;
- Geração distribuída, por meio de chamada pública, limitado a 10% da carga da distribuidora;
- Contratos do PROINFA;

- Contratos de Itaipu; e
- Contratos firmados antes da promulgação da Lei nº 10.848/04.

Cabe às empresas distribuidoras estimar a quantidade de eletricidade a contratar nos leilões, sendo obrigadas a contratar 100% das suas necessidades, respeitada ainda a condicionante de que os acréscimos de mercado devem ser atendidos por energia de novos empreendimentos, contratada com 3 anos (Leilão A-3) ou 5 anos (Leilão A-5) de antecedência. O não cumprimento da totalidade do fornecimento nos seus mercados de distribuição poderá resultar em severas penalidades.

O esquema de leilões públicos teve início no final de 2004 e que não substitui diretamente os contratos já estabelecidos entre as empresas de produção e distribuição.

As compras de energia elétrica através de Leilões de Energia Nova, dão origem a dois tipos de contratos bilaterais distintos: (1) Contratos de Quantidade de Energia; e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de ocorrência de condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam acarretar uma energia alocada ao empreendimento abaixo do compromisso de contrato, caso em que resulta a obrigação de compra no mercado de curto prazo para atender o montante contratado.

Nos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica terão direito de repassar a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos recém promulgados exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

No mercado livre, a eletricidade é comercializada entre concessionárias de produção, produtores independentes de energia, auto-produtores, agentes comercializadores e consumidores livres. Nesse ambiente, as condições contratuais, como preços, vigência do contrato e montante comercializado são livremente negociados entre as contrapartes (Decreto nº 5.163/04). O ACL também incluirá contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a data de expiração, após a qual tais contratos deverão ser celebrados de acordo com os termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os consumidores potencialmente livres, com uma capacidade contratada superior a 3 MW, poderão optar por mudar de fornecedor de eletricidade, observado que o contrato com a distribuidora poderá ser rescindido apenas por meio de notificação da distribuidora com antecedência mínima de 15 dias da data limite da declaração por parte da distribuidora das suas necessidades de energia para o próximo leilão. Um consumidor que opte pelo sistema liberalizado apenas poderá voltar para o sistema regulado se notificar o seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério.

Consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW também são elegíveis para o mercado livre, mas poderão adquirir energia apenas de (i) pequenos geradores hidrelétricos com capacidade entre 1.000 kW e 30.000 kW, (ii) geradores com capacidade limitada a 1.000 kW, (iii) geradores de energia alternativa com capacidade inferior a 30.000 kW inserida no sistema, denominados consumidores especiais. Um Consumidor especial pode cancelar seu contrato com o distribuidor local mediante notificação com 180 dias de antecedência para contratos com prazo indefinido. Para contratos de prazo definido, o consumidor deverá cumprir o contrato, ou, no caso de contratos de longo prazo, o consumidor deverá cancelar seu contrato mediante notificação com 36 meses de antecedência. O Consumidor especial pode retornar ao sistema regulado mediante notificação com 180 dias de antecedência ao distribuidor relativo à sua região.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres por meio de processo de leilão, diferentemente das geradoras privadas.

Leilões no ACR

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados: (i) cinco anos antes da data de início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"); e (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes ocorrem (a) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1"); e (b) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

Cada empresa de geração participante de um leilão firma um contrato para compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora, em proporção à respectiva estimativa de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste de mercado, em que os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição.

Os CCEARs provenientes tanto dos leilões "A-5" como "A-3" tem prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEARs provenientes dos leilões "A-1" tem prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste de mercado tem o prazo máximo de dois anos. A quantidade total de energia contratada em tais leilões de ajuste de mercado não pode exceder 1,0% da quantidade total de energia contratada por cada distribuidor, exceto para leilões ocorridos em 2008 e 2009, em que a quantidade total de energia contratada não pode exceder 5,0%.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, há três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres do ACR; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano do montante anual contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004.

Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão tem os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de 5 a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas geradoras de energia existentes; e (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. O CCEAR estabelece que o preço será corrigido anualmente pela variação do IPCA. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) para garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

Repasso dos Custos de Aquisição de Energia

A regulamentação estabeleceu, ademais, um mecanismo, o Valor Anual de Referência, que limita os montantes de custos que podem ser repassados aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões “A-5” e “A-3”, calculada para o conjunto de todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões “A-5” e “A-3”. As distribuidoras que comprarem energia elétrica por preço inferior ao Valor Anual de Referência nesses leilões poderão repassar integralmente o Valor Anual de Referência aos consumidores durante três anos. O Valor Anual de Referência também é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra de energia dos novos projetos de geração de energia. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia elétrica desses projetos podem ser inteiramente repassados.

O regulamento estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores:

(i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 103,0% da demanda real;

(ii) repasse limitado de custos para compras de energia elétrica efetuadas em um leilão “A-3”, se o volume de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica adquirida nos leilões “A-5”;

(iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se o volume contratado nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% do volume de energia elétrica previsto no contrato por vencer; e

(iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" estarão limitadas a 1,0% da carga verificada no ano anterior à notificação do distribuidor relativa à estimativa de demanda de eletricidade para o MME. Se a energia elétrica adquirida no leilão "A-1" exceder a carga de 1,0%, o repasse de custos estará limitado a 70,0% do valor médio dos custos de aquisição de geração existente.

b)política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental.

As atividades de distribuição, transmissão e geração de energia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal de ampla cobertura referente à preservação do meio ambiente.

A Constituição Federal confere poderes aos Governos Federal e Estaduais para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e a editar regulamentação ao amparo dessas leis sendo que os municípios podem também fazê-lo com relação aos assuntos de interesse local. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e a restrições da sua atividade.

As violações à legislação ambiental podem consistir em crime, atingindo tanto os administradores, como a própria pessoa jurídica da empresa. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R\$50 milhões (aplicáveis em dobro ou em seu triplo em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Além disso, tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isto significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os diretamente ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como consequência, quando a Companhia contrata terceiros para proceder a qualquer intervenção na operações da Companhia, como a disposição final de resíduos, não está isenta de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados por estes terceiros contratados.

Os principais órgãos de proteção ambiental aos quais as atividades da Companhia estão condicionadas são o IBAMA e os órgãos estaduais de proteção ambiental integrantes do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, além dos órgãos e agências de recursos hídricos nos âmbitos estaduais e federal. Os Ministérios Públicos Federal e Estaduais agem como órgãos fiscalizadores do cumprimento da legislação ambiental vigente, podendo propor Ação Civil Pública para os casos de descumprimento desta legislação.

Questões Ambientais na Distribuição

No ano de 2009 o investimento total em meio ambiente realizado pelas distribuidoras da Companhia foi aproximadamente de R\$10,2 milhões, sendo R\$5,4 milhões na Bandeirante e R\$ 4,8 milhões na Escelsa.

A EDP Bandeirante desenvolveu e está implantando o projeto siga - sistema integrado de gestão ambiental, saúde ocupacional, segurança do trabalho e comunicação social, fundamentado nas normas internacionais ISO 14000 e OHSAS 18000. Após auditoria realizada por empresa especializada e reconhecida internacionalmente, no âmbito do processo de financiamento junto ao BID, o siga foi aprovado como uma moderna e inovadora solução integrada de gestão.

Quanto à EDP Escelsa, há anos a companhia vem atuando de forma sistemática na preservação dos recursos naturais, promovendo e implantando diversos projetos que visam à proteção da fauna e flora locais, à recomposição da vegetação e a gestão de resíduos, bem como a proteção e redução de ruídos e radiações, além de dar apoio a entidades não-governamentais atuantes na área ambiental. Visando a sistematizar esta atuação num processo de gerenciamento, a empresa encontra-se em fase de implementação de um sistema integrado de gestão ambiental, saúde ocupacional e segurança do trabalho, alinhado às normas internacionais ISO 14000 e OHSAS 18000.

Em geral, as linhas de distribuição e subestações das empresas do conglomerado EDP Brasil que foram instaladas a partir de setembro de 1981, quando passou a vigorar a legislação federal que estabeleceu o licenciamento ambiental obrigatório, foram submetidas ao prévio licenciamento ambiental. As linhas de distribuição e subestações que iniciaram suas operações antes de setembro de 1981 ou que iniciaram suas operações depois desta época sem estarem licenciadas estão atualmente passando por um processo de regularização perante os órgãos ambientais competentes.

Questões Ambientais na Geração

Similarmente às distribuidoras, as empresas da área de geração vêm empreendendo esforços significativos para o uso racional dos recursos naturais e para a conscientização dos colaboradores, fornecedores e comunidades em relação à necessidade de se proteger o meio ambiente.

O investimento total das empresas de geração em ações relacionadas com o meio ambiente nos empreendimentos hidrelétricos em exploração e em fase de construção, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foi de R\$18,9 milhões. Em relação a ativos de geração já em operação, estas atividades incluem programas de proteção de espécies animais e habitats naturais, monitoramento da qualidade da água dos reservatórios e acompanhamento dos planos de desenvolvimento rural para o apoio de comunidades afetadas pela formação dos reservatórios das usinas.

Particular destaque pode ser dado ao aproveitamento hidrelétrico Peixe Angical, cuja construção foi terminada em 2008, tendo sido implementados 30 programas ambientais, que tiveram como objetivo amenizar e compensar os impactos ambientais causados pela construção do empreendimento.

O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio de usinas hidrelétricas configura atividade sujeita à outorga do direito de uso de recursos hídricos e à consequente cobrança pelo uso da água. Para os rios de domínio da união, cuja emissão da outorga cabe à Agência Nacional de Águas – ANA, enquanto que, para os demais cursos d'água, a autoridade para emitir a outorga é conferida aos órgãos estaduais de recursos hídricos. Os empreendimentos das empresas do grupo que fazem uso de recursos hídricos já obtiveram outorga de direito de uso de recursos hídricos.

Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira aplicável impõe ao empreendedor o dever de submeter ao prévio licenciamento ambiental a construção, instalação, ampliação, modificação e funcionamento de quaisquer empreendimentos ou atividades que utilizem recursos naturais, causem ou tenham potencial para causar degradação ou poluição ambiental no território nacional.

A Licença Ambiental se constitui em ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental a serem obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica.

O processo de licenciamento ambiental contempla três fases distintas, conforme o estágio em que se encontre o empreendimento, sendo realizado junto aos órgãos ambientais na esfera federal, estadual ou municipal, conforme definição legal de competência, conforme o interesse preponderante sobre os recursos ambientais afetados. Para cada uma destas fases, são emitidas as seguintes licenças, todas com prazo determinado de validade, o qual é estabelecido por tipo de licença e por especificidade da atividade ou empreendimento:

- Licença Prévia (LP): é a comprovação da viabilidade ambiental de um empreendimento, e estabelece os requisitos básicos e condicionantes ambientais a serem atendidos nas fases subsequentes de implantação. Se a atividade ou empreendimento for considerado de alto potencial degradador ou poluidor do meio, torna-se necessária a elaboração do estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto sobre o meio ambiente (EIA/RIMA), que são submetidos para exame do órgão ambiental licenciador e apresentados, por meio de audiências públicas, às comunidades afetadas.
- Licença de Instalação (LI): é a autorização para a construção do empreendimento, e contempla as medidas de controle e demais condicionantes ambientais a serem cumpridas antes da fase de operação. A comprovação da implementação das condicionantes da Licença Prévia, bem como a elaboração de um Projeto Básico Ambiental (PBA) e seus respectivos Programas Ambientais revestem-se de condição essencial para a emissão da Licença de Instalação.
- Licença de Operação (LO): é a autorização para o empreendedor explorar sua atividade dentro das suas instalações pelo período estabelecido na licença, podendo ser renovada. Referida licença deverá ser requerida pelo empreendedor junto ao órgão ambiental, antes do término da construção, com a comprovação de que as ações contidas no PBA foram implementadas e as condicionantes ambientais da Licença de Instalação foram cumpridas.

Todas as Licenças de Operação que foram obtidas para empreendimentos das empresas do Grupo estão sujeitas a renovação em um prazo igual ou inferior a cinco anos, sendo exigida a antecedência mínima de 120 dias do término do prazo de validade para que seja requerida a respectiva renovação, tendo as empresas do grupo uma gestão ativa sobre este processo.

De um modo geral, as controladas da Companhia estão regulares com relação ao licenciamento ambiental de seus empreendimentos ou estão em negociação de termos de ajustamento de conduta para sua regularização, com o que não se esperam gastos significativos. Na tabela abaixo é apresentada a situação atual do licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração das empresas do conglomerado EDP, abrangendo a data de início das operações e a respectiva validade:

	Data de Início de Operação	Data de validade
Lajeado		
UHE Lajeado	16/12/1997	15/12/2032
Enerpeixe		
UHE Peixe Angical	07/11/2001	06/11/2036
EDP Escelsa		
UHE Alegre	17/07/1995	16/07/2025
UHE Fruteiras	17/07/1995	16/07/2025
UHE Jucu	17/07/1995	16/07/2025
UHE Rio Bonito	17/07/1995	16/07/2025
UHE Suíça	17/07/1995	16/07/2025
UHE Mascarenhas	17/07/1995	16/07/2025
CESA		
UHE Viçosa	19/05/1999	18/05/2029
UHE Paraíso	23/12/1999	22/12/2029

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades..

Para informações sobre patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties da Companhia, vide item 9.1 "b" deste Formulário de Referência.

7.6. Informações acerca dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes.

Não aplicável. As atividades e receitas da Companhia estão restritas ao território nacional.

7.7. Em relação aos países dos quais a Companhia obtém receitas relevantes, identificar: a) produtos e serviços comercializados; b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia; e c) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia.

Não aplicável. As atividades e receitas da Companhia estão restritas ao território nacional.

7.8. Outras relações de longo prazo relevantes da Companhia.

Contratos Financeiros

A Companhia capta recursos por meio de contratos financeiros principalmente para fins de capital de giro e financiamento de seus investimentos. Seus contratos financeiros possuem cláusulas usuais de rescisão e vencimento antecipado, inclusive determinados covenants financeiros que impõem à Companhia e às suas controladas obrigações relacionadas à manutenção de seu equilíbrio financeiro.



EDP Bandeirante

Contrato celebrado com o Banco Interamericano de Desenvolvimento ("BID")

A EDP Bandeirante celebrou um Contrato de Financiamento Externo com o BID, em 5 de março de 2004, no montante de US\$100 milhões, liberado durante o exercício de 2004, com carência de 2 anos para o início do pagamento do principal e com vencimento final em até 8 anos, sendo: (i) Tranche "A" no valor de US\$38,9 milhões, com o principal vencível trimestralmente no período de 15 de maio de 2006 a 15 de fevereiro de 2012, remunerado por juros calculados pela *London Interbank Offered Rate* (a taxa "Libor") acrescida de 4,375% ao ano, vencíveis trimestralmente a partir de 15 de maio de 2004; e (ii) Tranche "B" no valor de US\$61,1 milhões, com principal vencível trimestralmente no período de 15 de maio de 2006 a 15 de fevereiro de 2009, remunerado por juros calculados pela taxa Libor acrescida de 4%a.a., vencíveis trimestralmente a partir de 15 de maio de 2004, cuja operação foi liquidada em 15 de fevereiro de 2009. Este financiamento é destinado a projetos de investimento, com garantia nos recebíveis da Companhia pelo fornecimento de energia elétrica, com estabelecimento de covenants (dívida total em relação à dívida total mais patrimônio líquido, dívida total em relação ao EBITDA e índice de cobertura do serviço da dívida, entre outros não financeiros). Para este empréstimo foram realizadas operações de swap cambial, com característica de hedge, junto ao Banco J.P. Morgan S.A., em 15 de março de 2004 e o Banco Citibank S.A., em 13 de novembro de 2003, para troca de encargos originais do financiamento junto ao BID, por remunerações baseadas no intervalo de 98% a 109,7% do CDI e 97,94% a 118,94% do CDI, respectivamente, com vencimento nas mesmas datas do contrato de financiamento.

Contratos celebrados junto ao BNDES

A EDP Bandeirante celebrou o Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES com Banco Santander S.A. e o Banco do Brasil S.A., em 26 de dezembro de 2007, com vencimento em 15 de junho de 2014, no montante de R\$70,9 milhões, com juros calculados ao ano pela TJLP acrescida de 3,3%. O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento. A EDP Bandeirante se compromete, a partir deste contrato, a manter anualmente o indicador Dívida Financeira Bruta sobre o EBITDA menor ou igual a 3,5. A dívida é garantida por vinculação de parcela de receita da EDP Bandeirante proveniente da prestação dos serviços de energia elétrica, no valor equivalente a, no mínimo, 130% do valor da maior prestação do financiamento, incluindo principal, juros e demais acessórios definidos no contrato. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$53,6 milhões.

Em 29 de janeiro de 2009, a EDP Bandeirante, a EDP Escelsa e a Energest celebraram Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo junto ao BNDES, no montante total de R\$900,0 milhões, tendo por finalidade a realização de investimentos nos segmentos de geração, e distribuição de energia. A Companhia é fiadora e solidariamente responsável pelo cumprimento das obrigações decorrentes deste contrato.

A liberação dos valores objeto da linha de crédito pelo BNDES, inclusive quanto às garantias e prazos de amortização será objeto de contrato próprio a ser celebrado por cada uma das beneficiárias no momento da captação de cada empréstimo individual. As taxas de juros relativas a cada captação individual das beneficiárias será determinada de acordo com as fontes de recursos do BNDES, podendo ser atreladas: (i) à taxa de referência divulgada pelo BNDES, indexada ao IPCA; ou (ii) à TJLP, conforme divulgada pelo BACEN.



O vencimento de cada subcrédito a ser liberado às beneficiárias deverá ocorrer no prazo máximo de 120 meses, sendo que as beneficiárias se obrigam, nos termos do contrato, a utilizar o total do crédito no prazo de cinco anos a contar de sua data de assinatura.

O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento. As beneficiárias se obrigam a durante todo o prazo de vigência dos respectivos financiamentos, manter o indicador Dívida Financeira Bruta sobre o EBITDA Ajustado menor ou igual a 3,5.

Convênio de Abertura de Crédito

A EDP Bandeirante celebrou um Convênio de Abertura de Crédito com o Banco do Brasil S.A. e o Banco Santander S.A., em 16 de novembro de 2006, viabilizando a concessão de uma linha de crédito em favor da EDP Bandeirante, cuja disponibilidade ocorre por meio da emissão de Cédulas de Crédito Bancário. A partir do convênio, a EDP Bandeirante captou recursos de longo prazo para cobertura de parte de seus investimentos ("CAPEX") para os anos de 2006. O valor da linha de crédito estabelecido pelos bancos participantes se limita a R\$102 milhões.

Em 08 de fevereiro de 2006, a EDP Bandeirante celebrou um Convênio de Abertura de Crédito com o Banco Bradesco S.A., o Banco Citibank S.A., o Banco Itaú BBA S.A. e o Banco Santander Brasil S.A., viabilizando a concessão de uma linha de crédito em favor da EDP Bandeirante, conforme aditado em 14 de março de 2006, cuja disponibilidade ocorre por meio da emissão de Cédulas de Crédito Bancário. A partir do convênio, a EDP Bandeirante alongou o perfil de suas dívidas, reduziu o custo de captação e diversificou as fontes de financiamento, por meio de empréstimo de longo prazo, que foi substituído por suas emissões de debêntures. O valor da linha de crédito estabelecido pelos bancos participantes se limita a R\$250 milhões.

Contratos celebrados junto ao Banco do Brasil

Cédulas de Crédito Bancário

A EDP Bandeirante emitiu duas Cédulas de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil S.A., a primeira, datada de 05 de dezembro de 2006, no valor de R\$25 milhões e a segunda, datada de 11 de dezembro de 2006, no valor de R\$26 milhões. O principal de ambas é vencível em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 05 de dezembro de 2009 e a última em 05 de dezembro de 2013, os juros semestrais são vencíveis a partir de 05 de junho de 2007 a 05 de dezembro de 2013. Sobre o valor total do empréstimo incidem juros à razão de 105% do CDI, capitalizados diariamente e além das condições usuais de vencimento antecipado, ambas as Cédulas de Crédito possuem um covenant financeiro segundo o qual a EDP Bandeirante é obrigada a manter a relação Dívida Bruta/EBITDA em índice não superior a 3,5. O saldo devedor destas Cédulas de Crédito, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$41,04 milhões.

Contratos celebrados junto ao Banco Santander S.A.

Cédulas de Crédito Bancário

A EDP Bandeirante emitiu duas Cédulas de Crédito Bancário em favor do Banco Santander S.A., a primeira, datada de 05 de dezembro de 2006, no valor de R\$25 milhões e a segunda, datada de 11 de dezembro de 2006, no valor de R\$26 milhões. O principal de ambas é vencível em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 07 de dezembro de 2009 e a última em 05 de dezembro de 2013, os juros semestrais são vencíveis a partir de 05 de junho de 2007 a 05 de dezembro de 2013. Sobre o valor total do empréstimo incidem juros à razão de 105% do CDI, capitalizados diariamente e além das condições usuais de vencimento antecipado, ambas as Cédulas de Crédito possuem um covenant financeiro segundo o qual a EDP Bandeirante é obrigada a manter a relação Dívida Bruta/EBITDA em índice não superior a 3,5. O saldo devedor destas Cédulas de Crédito, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$41,0 milhões.

O principal da dívida é vencível em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 9 de fevereiro de 2010 e a última em 10 de fevereiro de 2014, e os juros semestrais são vencíveis a partir de 9 de agosto de 2007 a 10 de fevereiro de 2014.

Contratos celebrados junto à Eletrobrás

Programa Reluz

A EDP Bandeirante celebrou Contratos de Financiamento para cobertura financeira dos custos totais relativos a projetos de Melhoria do Sistema de Iluminação Pública para os Municípios de Aparecida, Taubaté, Guarulhos e Suzano no âmbito do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – ReLuz, no valor total contratado de R\$ 17,5 milhões. Os programas são financiados pela Eletrobrás e pelos municípios respectivos, na proporção de 75% e 25%, respectivamente, sendo que os recursos liberados até 31 de dezembro de 2009 somam R\$ 7,6 milhões. Sobre o principal dos contratos incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1,5% ao ano, incorporados mensalmente durante o período de carência. O principal será amortizado em 60 parcelas mensais, devidas a partir do término da carência, com o vencimento da primeira parcela em 30 de maio de 2008 e a última em 28 de fevereiro de 2014. As dívidas são garantidas por vinculação de receitas e notas promissórias. O saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$6,5 milhões.

Programa Luz para Todos

A EDP Bandeirante celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 28 de maio de 2004, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Bandeirante um crédito no valor de até R\$13,3 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras do seu Programa Luz para Todos, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia, correspondente a 85% do custo total das respectivas obras. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 de julho de 2004. O principal será amortizado em 120 parcelas mensais, exigíveis a partir do dia 30 de agosto de 2006 até 30 de julho de 2016, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até a presente data, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$8,2 milhões. Seu saldo devedor, no semestre encerrado em 31 de dezembro de 2009, é de R\$4,8 milhões.

A EDP Bandeirante celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 25 de junho de 2007, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Bandeirante um crédito no valor de até R\$12,4 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras do 2º Tranche do Programa Luz para Todos, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 de outubro de 2007. O principal será amortizado em 120 parcelas mensais, exigíveis a partir do dia 30 de outubro de 2009 até 31 de dezembro de 2019, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até 31 de dezembro de 2009, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$3,7 milhões. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$3,6 milhões.

EDP Escelsa

Contratos celebrados junto ao BNDES

BNDES FINEM TJLP/CM – N.º 040/2001-IC

A EDP Escelsa celebrou Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES com Banco Itaú, Banco Alfa e Banco Sudameris, em 06 de setembro de 2001, aditado em 18 de março de 2004 e 23 de junho de 2004, com vencimento em 15 de setembro de 2010, no montante de R\$81,4 milhões, com juros calculados pela variação da TJLP acrescida de 3,5%. O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento. A EDP Escelsa se compromete, por meio deste contrato (a) a manter a relação EBITDA/Despesa Financeira Líquida em nível igual ou superior a 1,5; e (b) a manter endividamento líquido máximo igual ou inferior a US\$490 milhões até julho de 2005 e igual ou inferior a US\$442,0 milhões após julho de 2005. A dívida é garantida por vinculação de parcela de receita da EDP Escelsa proveniente da prestação dos serviços de energia elétrica, no valor equivalente a, no mínimo, 1,4 vezes o valor da maior prestação devida. Nos termos das autorizações do BNDES e dos Agentes Financeiros recebidas pela EDP Escelsa, uma parcela do débito relativo a este contrato foi assumida pela Energest, em decorrência do processo de desverticalização da Companhia. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$3,3 milhões.

Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES – N.º 88.426

Em 26 de dezembro de 2007, a EDP Escelsa firmou um Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos do BNDES visando à implantação do Programa de Investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica. O Banco do Brasil S.A. e o Banco Santander S.A. foram os agentes financeiros da operação. O valor total do crédito é de R\$66,3 milhões, amortizáveis em 72 parcelas mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2008 e a última em 15 de junho de 2014, com juros de 3,3% ao ano, indexado a TJLP. As obrigações decorrentes deste contrato são garantidas por vinculação de receitas provenientes da prestação de serviços de fornecimento de energia elétrica, equivalentes a 130% do valor da maior prestação do financiamento. O contrato possui cláusulas usuais de vencimento antecipado, além da obrigação da EDP Escelsa de manter a relação Dívida Financeira Bruta/EBITDA, em índice não superior a 3,5. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$50,1 milhões.



Contratos celebrados junto ao Banco Santander Banespa S.A.

Cédula de Crédito Bancário

Em 9 de fevereiro de 2007, a EDP Escelsa emitiu uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco Santander Banespa S.A., no valor de R\$20,2 milhões. O principal da dívida é vencível em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 9 de fevereiro de 2010 e a última em 10 de fevereiro de 2014, e os juros semestrais são vencíveis a partir de 9 de agosto de 2007 a 10 de fevereiro de 2014. Sobre o valor do empréstimo incidem juros à razão de 105% do CDI, capitalizados diariamente. Além de condições usuais de vencimento antecipado, a Cédula de Crédito Bancário possui um covenant financeiro segundo o qual a EDP Escelsa é obrigada a manter a relação Dívida Bruta/EBITDA em índice não superior a 3,5. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$20,9 milhões.

Contratos celebrados junto ao Banco do Brasil S.A.

Cédula de Crédito Bancário

Em 9 de fevereiro de 2007, a EDP Escelsa emitiu uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil S.A., no valor de R\$20,2 milhões. O principal da dívida é vencível em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 9 de fevereiro de 2010 e a última em 10 de fevereiro de 2014, e os juros semestrais são vencíveis a partir de 9 de agosto de 2007 a 10 de fevereiro de 2014. Sobre o valor do empréstimo incidem juros à razão de 105% do CDI, capitalizados diariamente. Além de condições usuais de vencimento antecipado, a Cédula de Crédito Bancário possui um covenant financeiro segundo o qual a EDP Escelsa é obrigada a manter a relação Dívida Bruta/EBITDA em índice não superior a 3,5. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$ 20,9 milhões.

Contratos celebrados junto à Eletrobrás

Programa Luz para Todos - 1ª etapa

A EDP Escelsa celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 21 de maio de 2004, aditado em 14 de janeiro de 2005, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Escelsa um crédito no valor de até R\$35,7 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras do seu Programa de Eletrificação Rural, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia, correspondente a 85% do custo total das respectivas obras. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 de outubro de 2004. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de agosto de 2006 até 30 de julho de 2016, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até 31 de dezembro de 2009, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$30,2 milhões. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$12,9 milhões.

Programa Luz para Todos - 2ª etapa

A EDP Escelsa celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 20 de novembro de 2005, aditado em 25 de junho de 2007, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Escelsa um crédito no valor de até R\$58,0 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras da 2ª Tranche do Programa Luz para Todos, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia, correspondente a 85% do custo

total das respectivas obras. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2006. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de maio de 2008 até 30 de abril de 2018, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até 31 de dezembro de 2009, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$47,2 milhões. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$29,3 milhões.

Programa Luz para Todos - 3ª etapa

A EDP Escelsa celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 25 de junho de 2007, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Escelsa um crédito no valor de até R\$85,9 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras da 3ª Tranche do Programa Luz para Todos, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2008. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2010 até 30 de março de 2020, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até 31 de dezembro de 2009, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$42,9 milhões. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$42,9 milhões.

Programa Luz para Todos - 4ª etapa

A EDP Escelsa celebrou Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção com a Eletrobrás, em 28 de agosto de 2009, por meio do qual a Eletrobrás abriu à EDP Escelsa um crédito no valor de até R\$ 56,7 milhões para cobertura financeira dos custos diretos das obras da 4ª tranches do Programa Luz para Todos, que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia. Sobre o valor do principal incide juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1% ao ano, pagos mensalmente a partir do dia 30 janeiro de 2010. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de janeiro de 2012 até 30 de dezembro de 2021, com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Até 31 de dezembro de 2009, foram liberados, no âmbito do Contrato R\$ 19,3 milhões. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$17,0 milhões.

Programa Reluz

Contratos firmados com a Eletrobrás, relativos ao Programa de Financiamento a Projetos de Conservação e Eficiência Energética. Sobre tais contratos incidem juros de 5% ao ano e taxa de administração de 1,5% ao ano sobre o saldo devedor, incorporados mensalmente durante o período de carência. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do término da carência. As obrigações decorrentes destes contratos são garantidas por vinculação da receita própria e notas promissórias.

Contrato ECF 2313/04: valor de R\$1,2 milhão, com vencimento da primeira amortização em 28 de fevereiro de 2006 e a última em 1º de fevereiro de 2010. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 76,7 mil.

Contrato ECF 2314/04: valor de R\$7,4 milhões, com vencimento da primeira amortização em 28 de fevereiro de 2006 e a última em 30 de janeiro de 2011. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 2.138 milhões.

Contrato ECF 2472/05: valor de R\$30,6 mil, com vencimento da primeira amortização em 30 de novembro de 2008 e a última em 30 de outubro de 2011. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 19,7 mil.

Contrato ECF 2488/05: valor de R\$214,2 mil, com vencimento da primeira amortização em 30 de dezembro de 2008 e a última em 30 de novembro de 2013. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 169,0 mil.

Contrato ECF-2500/05: valor de R\$294,0 mil com vencimento da primeira amortização em 30 de dezembro de 2008 e a última em 30 de novembro de 2013. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 230,7 mil.

Contrato ECF-181/2007: valor de R\$85,9 milhões, com vencimento da primeira amortização em 30 de março de 2010 e a última em 30 de março de 2020. Seu saldo devedor, em 31 de dezembro de 2009, é de R\$ 42,9 milhões.

Contrato ECF-2488/2007: valor de R\$214,0 mil, com vencimento da primeira amortização em 11 de outubro de 2007 e a última em 02 de dezembro de 2013.

Contrato ECF-2500/2007: valor de R\$294,0 mil com vencimento da primeira amortização em 11 de outubro de 2008 e a última em 02 de dezembro de 2013.

Enerpeixe

Contrato celebrado junto ao BNDES, Banco do Brasil S.A., Banco Bradesco S.A. e Itaú Unibanco Banco Múltiplo S.A.

Nos termos da decisão de Diretoria do BNDES, n.º 691/2003, de 10 de novembro de 2003, em 21 de maio de 2004, a Enerpeixe obteve um financiamento no valor total de R\$670,0 milhões, sendo R\$335,0 milhões repassados diretamente pelo BNDES e R\$335,0 milhões repassados pelo Banco do Brasil S.A., Banco Bradesco S.A. e Itaú Unibanco Banco Múltiplo S.A., conforme quadro a seguir:

(em R\$/mil):

Sub-crédito	Parcela direta		Parcela indireta			Total da parcela indireta	Total
	BNDES	Itaú BBA	Banco do Brasil	Bradesco	Unibanco		
"A"	26.184	7.855	6.546	6.546	5.237	26.184	52.368
"B"	235.671	70.701	58.917	58.917	47.134	235.669	471.340
"C"	7.314	2.195	1.829	1.829	1.463	7.316	14.630
"D"	65.831	19.749	16.458	16.458	13.166	65.831	131.662
	335.000	100.500	83.750	83.750	67.000	335.000	670.000

As principais condições do financiamento são:

Amortização: (a) para os subcréditos "A" e "C", 12 prestações mensais e sucessivas, vencendo a primeira parcela em 15 de março de 2007 e a última em 15 de fevereiro de 2008, já liquidados; (b) para os subcréditos "B" e "D", 95 prestações mensais e sucessivas, vencendo a primeira parcela em 15 de março de 2008 e a última em 15 de janeiro de 2016;

Encargos: (a) para os subcréditos "A" e "C", taxa variável reajustada trimestralmente com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos em moeda estrangeira, acrescido de 4,5% ao ano, durante o prazo em que vigorar a fiança da controladora indireta EDP - Energias de Portugal; (b) para os subcréditos "B" e "D", índice Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, acrescido de 4,5% ao ano, durante o prazo em que vigorar a fiança da EDP - Energias de Portugal; e (c) os spreads acima mencionados poderão ser de 6% ao ano a partir da data em que vigorar a fiança da controladora direta EDP - Energias do Brasil S.A., em substituição à fiança da EDP - Energias de Portugal, somente por solicitação da Enerpeixe e EDP - Energias do Brasil S.A. Adicionalmente, a taxa poderá ser reduzida para 5% ao ano, caso a Enerpeixe apresente índice de capitalização mínimo de 38% e de cobertura do serviço da dívida de 1,3; e

Garantias e obrigações: (a) penhor de ações correspondentes a 60% do capital social da beneficiária, detidos pela Companhia; (b) penhor dos direitos emergentes da concessão, incluindo, dentre outros (1) os direitos de crédito da beneficiária, decorrentes da venda de energia produzida pela UHE Peixe Angical às Companhias Bandeirante Energia S.A., Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA, Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL e Centrais Elétricas Mato-grossenses S.A. – CEMAT; (2) as garantias constantes do Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVEs; (c) manter em conta reserva financeira o valor equivalente a, no mínimo, três meses da parcela de amortização, juros e encargos, bem como, três meses de pagamento do Contrato de O&M (Contrato de Operação e Manutenção), durante a fase de amortização; e (d) Carta de fiança da EDP - Energias de Portugal, regida pelas leis portuguesas.

O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$695,7 milhões.

Investco

Contratos celebrados junto ao BNDES

Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 00.2.457.3.1

A Investco celebrou Contrato de Financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES, com interveniência dos Acionistas da Investco e dos seus controladores, em 21 de setembro de 2000, no montante total de R\$180,0 milhões, com taxa de juros de 4% ao ano acima da TJLP, exigíveis trimestralmente no dia 15 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano, no período compreendido entre 15 de outubro de 2000 e 15 de outubro de 2002 e, mensalmente, a partir do dia 15 de novembro de 2002. O empréstimo está sendo amortizado em 120 prestações mensais e sucessivas, calculadas de acordo com o Sistema de Prestações Constantes (Tabela Price), a partir de 15 de novembro de 2002. O financiamento é garantido por: (i) caução de ações; (ii) caução de contas de titularidade da Investco nas quais serão depositados recursos decorrentes de pagamentos devidos em função de Contratos de Arrendamento; (iii) cessão dos direitos decorrentes dos Contratos de Arrendamento e de Penhor de Direitos Emergentes da Concessão e do Contrato de Agenciamento Fiduciário; e (iv) fiança. A Investco deverá manter, até a liquidação do contrato, nível de capitalização mínimo (patrimônio líquido / ativo total) igual ou superior a 30%.

O contrato poderá ser declarado vencido antecipadamente caso ocorra a extinção da concessão para a exploração da UHE Luis Eduardo Magalhães. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$145,5 milhões.

Contratos celebrados junto ao Banco da Amazônia – BASA

Contrato de Financiamento n.º 127-99-0568-2

Empréstimo contratado em 28 de dezembro de 2000, no montante total de R\$44,3 milhões, tendo como destinação a construção da UHE Luís Eduardo Magalhães. A amortização do crédito se dará em 84 meses, incluídos 36 meses de carência, sendo a primeira parcela do principal exigível em 10 de fevereiro de 2004 e a última em 10 de janeiro de 2011. Incidirão juros de 14% ao ano, exigíveis mensalmente e, no período de carência, é exigido apenas o valor correspondente a 50% desses encargos e, os 50% restantes, capitalizados e incorporados ao saldo devedor, para pagamento com as parcelas de amortização do principal. Conforme aditivo firmado em dezembro de 2007, para garantia desse financiamento foram dados alienação fiduciária de equipamentos da Usina e fiança bancária do Unibanco S.A. no valor total de R\$8,5 milhões.

Energest

Contrato de Financiamento

A Energest celebrou, em 06 de setembro de 2001, Contrato de Financiamento Mediante Repasse de Recursos com Assunção de Dívida e Outros Pactos do BNDES através dos Bancos Itaú S.A., Banco Alfa de Investimentos S.A. e Banco ABN Amro Real S.A., destinado a investimentos na instalação da 4ª unidade geradora na USINA Mascarenhas. No exercício de 2001 foram liberados recursos no montante de R\$24,1 milhões. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 3,5% ao ano, acrescido da variação da TJLP (moeda nacional) e de 3,5% ao ano acrescido da variação da URTJLP, exigíveis mensalmente, juntamente com as prestações do principal com vencimento final em 15 de setembro de 2010. A garantia pactuada é a vinculação das receitas oriundas da prestação de serviços de energia elétrica, no valor equivalente a no mínimo 1,4 vezes o valor da maior prestação devida pela Energest. A operação estabelece covenant da relação EBITDA/dívida financeira líquida, atendida até este momento. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$3,6 milhões.

Repasso de Recursos Captados em Reais no Exterior – contrato junto ao Banco Santander S.A., nº 231006029, firmado em 12 de fevereiro de 2009, pela Energest S.A. no valor de R\$21,3 milhões, pelo prazo de 60 dias com vencimento final em 13 de abril de 2009, a taxa de 123,50% do CDI. A amortização e os juros serão pagos de uma só vez no vencimento final do contrato. Garantia, aval em nota promissória e EDP Energias do Brasil S.A. como Interventiente Garantidor. Esta operação em 13 de abril de 2009, através de um aditamento ao contrato teve seu prazo de liquidação prorrogado para 12 de junho de 2009, mantendo ratificadas todas as demais cláusulas e condições do contrato original. Em 12 de junho esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para 10 de setembro de 2009, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original. Em 10 de setembro de 2009 esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para 10 de março de 2010, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$22,0 milhões



Cédulas de Crédito Bancário

A Energest celebrou Convênio de Abertura de Crédito com o Banco do Brasil, em 28 de fevereiro de 2008, por meio do qual o Banco do Brasil abriu uma linha de crédito em favor da Energest cuja disponibilidade se daria por meio da emissão de Cédulas de Crédito Bancário. No âmbito do Convênio e na mesma data de sua celebração, a Energest emitiu oito Cédulas de Crédito Bancário no valor total de R\$48,0 milhões, com juros de 106,6% do CDI, capitalizados diariamente. O principal deverá ser pago em cinco parcelas anuais, sendo a primeira em 20 de fevereiro de 2011 e a última em 20 de fevereiro de 2015 e os juros serão semestrais vencíveis a partir de 20 de agosto de 2008 até 20 de fevereiro de 2015. O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento e a Energest se compromete, por meio deste contrato, a manter a relação dívida líquida/EBITDA em índice não superior a 3,5. A dívida é garantida por cessão fiduciária dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de comercialização de energia elétrica em ambiente regulado, conforme descrito no Instrumento Particular de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios em Garantia de Dívida Futura firmado junto ao Banco do Brasil. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$49,6 milhões.

CESA

BNDES

Em fevereiro de 2002 a CESA firmou Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito junto ao BNDES, destinado à implantação das três PCH's, sendo Viçosa e São João no Estado do Espírito Santo e Paraíso no Estado de Mato Grosso do Sul. No exercício de 2002 foram liberados recursos no montante de R\$39,2 milhões, em 2004, R\$17,5 milhões e em 2007 R\$5,6 milhões. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 4,5% ao ano, acrescido da variação da TJLP, exigíveis mensalmente, juntamente com as prestações do principal com vencimento final em 15 de julho de 2012. As garantias pactuadas são: (i) a vinculação dos recebíveis oriundos das autorizações outorgadas pela ANEEL, sejam por extinção das autorizações, compra e venda de energia elétrica e direito de gerar energia elétrica por suas PCH's; e (ii) o penhor de ações ordinárias nominativas, que compreendem a totalidade da participação da Energest S.A. na CESA. No contexto da transferência da concessão da PCH Paraíso da CESA para a Pantanal, os saldos deste financiamento correspondente à PCH Paraíso, bem como as respectivas condições estabelecidas no contrato, foram transferidos para a Pantanal

Pecém

Contratos celebrados junto ao BNDES e ao BID

A controlada compartilhada Porto do Pecém assinou em 10 de julho de 2009 contratos de financiamento de longo prazo com o BID e com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") para a implantação de Pecém.

O contrato de financiamento com o BNDES prevê um empréstimo no valor de R\$1,4 bilhão (em Reais nominais, excluindo juros durante a construção), com prazo total de 17 anos, sendo 14 anos de amortização e carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. O custo contratado é de TJLP acrescida de spread de 2,77% a.a. Durante a fase de construção os juros serão capitalizados.



O contrato de financiamento firmado com o BID inclui um empréstimo direto ("A Loan") de US\$147 milhões, com prazo total de 17 anos e início de amortização de principal em 2012, e ainda um empréstimo com participação de bancos comerciais ("B Loan") de US\$180 milhões, com prazo total de 13 anos e início de amortização de principal também em 2012. As taxas iniciais do A Loan e B Loan são Libor + 350 basis points e libor + 300 basis points, respectivamente. Basis points é uma escala no qual 100 pontos-base representa um por cento. Em função das variações relativamente pequenas que normalmente ocorrem no rendimento dos títulos de renda fixa, estas variações são normalmente expressas em termos de pontos-base ao invés de pontos percentuais. O referido empréstimo de longo prazo em US\$, por sua vez, já foi objeto de contratação tanto de hedge cambial quanto de swap de taxa de juros (de Libor para taxa fixa). O consórcio de b-lenders é composto pelos bancos Millenium BCP, Caixa Geral de Depósitos e Calyon.

Operações com instrumentos financeiros derivativos

Com o intuito de mitigar a exposição de todas as suas dívidas em moeda estrangeira às oscilações da taxa de câmbio e taxas de juros, algumas empresas do conglomerado EDP realizam operações de hedge junto a diversas instituições financeiras. Os efeitos de ganhos ou perdas decorrentes de operações com instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos nos resultados na linha "Resultado Financeiro" da Companhia.

O quadro abaixo apresenta todas as operações de instrumentos financeiros derivativos realizadas pelas empresas do conglomerado EDP, assim como os respectivos valores justos calculados pelas administrações da Companhia e de suas controladas:

Descrição <u>Swap</u>	Controlada	Contraparte	Início	Vencimento	Posição	CONSOLIDADO						Efeitos no Resultado 31/12/2009	31/12/2008		
						Nacional US\$EUR		Nacional R\$USD		Valor Justo					
						31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008				
Ativo Passivo	Energest S/A	Banco Santander S/A	14-mar-08	12-fev-09	USD + 4,81% a.a. 111,90% do CDI	10.806	25.754			25.825 20.062 5.763	(411) (240) (779)	7.825 2.062 5.763			
Ativo Passivo	Castelo Energética S/A	Banco Santander S/A	14-mar-08	12-fev-09	USD + 4,81% a.a. 111,90% do CDI	5.892	14.308			14.348 11.146 3.202	(240) 184 (433)	4.348 1.146 3.202			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco Citibank	19-mar-04	13-fev-09	Líbor + 4,00 % aa 97,94% do CDI	2.038	7.221			4.829 7.219 (2.390)	(60) (139) (199)	2.061 2.393 (332)			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco Citibank	19-mar-04	14-fev-12	Líbor + 4,375 % aa 104,69% do CDI	5.837	8.429	10.163	30.052	10.529 21.151 (10.622)	(3.594) 30.245 (10.489)	4.768 4.085 (5.567)			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco Citibank	14-dez-04	13-fev-09	Líbor + 4,00 % aa 118,94% do CDI	764	2.466			1.811 2.473 -	(22) 49 (71)	(163) (448) 285			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco Citibank	14-dez-04	14-fev-12	Líbor + 4,375 % aa 118,94% do CDI	2.189	3.161	3.811	10.148	3.950 7.200 (3.250)	7.433 10.426 (2.993)	(1.347) 993 (2.340)	2.755 2.645 110		
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	5-abr-06	13-fev-09	Líbor + 4,00 % aa 106,30% do CDI	4.273	4.251			3.012 4.256 -	(37) 77 (1.244)	1.339 1.395 (114)			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	5-abr-06	14-fev-12	Líbor + 4,375 % aa 109,70% do CDI	3.648	5.268	6.352	16.124	6.621 11.483 (4.862)	12.581 16.393 (3.812)	(2.246) 1.160 (3.406)	3.192 2.122 1.070		
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	5-abr-06	14-fev-12	Líbor + 4,375 % aa 109,50% do CDI	2.918	4.125	5.081	11.528	5.297 8.169 (2.872)	10.065 11.715 (1.650)	(1.797) 765 (2.562)	2.554 1.522 1.032		
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	5-abr-06	13-fev-09	Líbor + 4,00 % aa 98,00% do CDI	4.019	3.057			2.411 3.056 -	(30) 58 (88)	1.072 1.009 63			
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	28-jul-04	2-jan-09	USD 71,60% do CDI	293	1.386			684 1.386 (702)	190 1 (1)				
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco JP Morgan	11-jul-05	2-jan-09	EURO 59,80% do CDI	212	945			691 945 -	341 644 (303)				
Ativo Passivo	Bandeirante Energia S/A	Banco Citibank	11-fev-05	28-jan-09	USD 79,94% do CDI	245	971			571 969 (398)	(6) 8 (14)	157 105 49			
Ativo Passivo	Porto do Recém	Banco Citibank	2-abr-12	1-out-21	Var. USD + Líbor Var. USD + 5,79% a.a.	93.240	93.240	162.349	(430.740)	157.482 165.934 (8.452)	236.868 205.174 31.694	(22.523) -			
Ativo Passivo	Porto do Recém	Banco Citibank	2-abr-12	1-out-24	Var. USD + Líbor Var. USD + 5,82% a.a.	70.261	73.851	122.338	367.684	118.806 125.944 (7.158)	193.873 162.510 31.363	(19.021) -			
Ativo Passivo	Porto do Recém	Banco Citibank	16-nov-09	16-nov-11	100% Líbor 100% USD + 2,0895% a.a	140.408	244.478			7.692 11.404 (3.712)	-	9.892			
NDF															
Comprada Vendida	Porto do Recém (i)	Banco Citibank	17-out-07	16-nov-11	USD R\$	195.505	68.179	340.413	68.179	305.062 338.345 (33.283)	394.496 326.317 68.179	4.104 11.356 (7.252)			
Comprada Vendida	Porto do Recém	Banco Citibank	30-jun-09	16-jan-12	EUR R\$	10.959	27.478			-	-	24.576 11.973 12.603			
Comprada Vendida	Porto do Recém	BTG Pactual	30-jun-09	16-jan-12	EUR R\$	17.726	44.445			-	-	39.752 19.367 20.385			
Comprada Vendida	Porto do Recém	BTG Pactual	30-jun-09	16-jan-12	EUR R\$	13.164	33.006			-	-	29.521 14.383 15.138			

(i) Instrumento financeiro de derivativo de acordo com contabilidade de cobertura (hedge accounting), a partir de 1 de abril de 2009.

A estimativa do valor justo dos instrumentos financeiros de derivativos foi elaborada com base em modelos de fluxos futuros descontados a valor presente, comparação com transações semelhantes contratadas em datas próximas ao encerramento dos períodos, bem como comparações com parâmetros médios de mercado das operações através das curvas de juros da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBovespa"), utilizando-se a taxa DI futura da BM&FBovespa.

As alterações no valor justo do instrumento derivativo de proteção designado como hedge de fluxo de caixa são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido em reserva patrimonial, na medida em que o hedge é considerado efetivo e ainda não foi contratado o ativo ou passivo correspondente e as operações de hedge que não cumpram as condições anteriores, são reconhecidas no resultado a valor justo.

A Companhia e suas Controladas não realizam operações com instrumentos derivativos com finalidade especulativa, mas tão somente como forma de mitigar os riscos de exposição da Companhia a riscos financeiros.

Análise de Sensibilidade

Nos quadros a seguir foram considerados cenários de taxas e moedas estrangeiras, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia e das suas controladas, com as exposições aplicáveis de flutuação no câmbio de moedas estrangeiras, de taxas de juros e outros indexadores, até as datas de vencimento dessas transações. O cenário provável foi determinado a partir do plano de negócios da Companhia e das suas controladas aprovado pela Administração, no qual as premissas adotadas levaram em consideração os dados macroeconômicas obtidos do relatório Focus emitido pelo Banco Central do Brasil, e também consideram os saldos em aberto em 31 de dezembro de 2009. Os cenários II e III representam 25% e 50% de deterioração, respectivamente, e os cenários IV e V representam 25% e 50% de apreciação, respectivamente. As análises de sensibilidade apresentadas a seguir referem-se aos saldos de operações com instrumentos financeiros na data do balanço.

Essas análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Energias do Brasil e de suas controladas.

Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade que está contido no processo utilizado na preparação dessas análises.

Controladora				
31/12/2009				
Instrumentos financeiros	Risco	Provável	Cenário II	Cenário III
Ativo financeiro	CDI	21.835	27.294	32.753
Aplicações financeiras		Aumento da taxa em	25%	50%
Referência para ativos financeiros		9,80%	12,25%	14,70%
CDI %				
31/12/2009				
Instrumentos financeiros	Risco	Provável	Cenário IV	Cenário V
Ativo financeiro	CDI	21.835	16.376	10.918
Aplicações financeiras		Diminuição da taxa em	25%	50%
Referência para ativos financeiros		9,80%	7,35%	4,90%
CDI %				

Consolidado				
31/12/2009				
	Risco	Provável	Cenário II	Cenário III
Instrumentos financeiros				
Ativo financeiro				
Aplicações financeiras	CDI	82.233	102.791	123.350
Títulos e valores vinculados	CDI	8.187	10.234	12.281
Passivo financeiro				
Cédula de Crédito Bancário	CDI	46.137	57.671	69.206
Debêntures	CDI	122.876	153.505	184.314
Debêntures	IGP-M	2.743	3.429	4.115
Notas Promissórias em Moeda Nacional	CDI	10.630	13.288	15.945
BNDES	TJLP	234.611	293.264	351.917
BID	USD	1.753	2.191	2.630
Derivativos				
Swap - Ponta Passiva - BID	CDI	5.250	6.563	7.875
Swap - Ponta Passiva - NDF	USD	(33.284)	(41.605)	(49.926)
Swap - Ponta Passiva - NDF	EUR	(1.652)	(2.065)	(2.478)
Swap - Ponta Passiva	Libor	(7.734)	(9.668)	(11.601)
Swap - Ponta Passiva	Libor	(8.768)	(10.960)	(13.152)
Referência para ativos financeiros		Aumento da taxa em	25%	50%
CDI %		9,80%	12,25%	14,70%
Referência para passivos financeiros		Aumento da taxa em	25%	50%
CDI %		9,80%	12,25%	14,70%
TJLP%		6,00%	7,50%	9,00%
IGP-M		3,20%	4,00%	4,80%
US\$/R\$		2,000	2,500	3,000
LIBOR		0,29000%	0,36250%	0,43500%
31/12/2009				
	Risco	Provável	Cenário IV	Cenário V
Instrumentos financeiros				
Ativo financeiro				
Aplicações financeiras	CDI	82.233	61.675	41.117
Títulos e valores vinculados	CDI	8.187	6.140	4.094
Passivo financeiro				
Cédula de Crédito Bancário	CDI	46.137	34.603	23.069
Debêntures	CDI	122.876	92.157	61.438
Debêntures	IGP-M	2.743	2.057	1.372
Notas Promissórias em Moeda Nacional	CDI	10.630	7.973	5.315
BNDES	TJLP	234.611	175.958	117.306
BID	USD	1.753	1.315	877
Derivativos				
Swap - Ponta Passiva - BID	CDI	5.250	3.938	2.625
Swap - Ponta Passiva - NDF	USD	(33.284)	(24.963)	(16.642)
Swap - Ponta Passiva - NDF	EUR	(1.652)	(1.239)	(826)
Swap - Ponta Passiva	Libor	(7.734)	(5.801)	(3.867)
Swap - Ponta Passiva	Libor	(8.768)	(6.576)	(4.384)
Referência para ativos financeiros		Diminuição da taxa em	25%	50%
CDI %		9,80%	7,35%	4,90%
Referência para passivos financeiros		Diminuição da taxa em	25%	50%
CDI %		9,80%	7,35%	4,90%
TJLP%		6,00%	4,50%	3,00%
IGP-M		3,20%	2,40%	1,60%
US\$/R\$		2,000	1,500	1,000
LIBOR		0,29000%	0,21750%	0,14500%

7.9. Outras informações relevantes.

Pontos fortes da companhia

Os principais pontos fortes da Companhia incluem:

Sólida Estrutura de Capital. A Companhia possui uma sólida estrutura de capital, baixos índices de endividamento e um expressivo crescimento na geração de caixa, que reflete a constante evolução de sua receita operacional e do EBITDA Ajustado. Como resultado dessa evolução, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, o EBITDA Ajustado atingiu R\$1.418,9 milhões. Entre 2006 e 2009, receita operacional líquida e EBITDA Ajustado tiveram um crescimento médio anual composto ("CAGR") de 5,4% e 10,0%, respectivamente. O saldo de dívida bruta em 31 de dezembro de 2009, era de R\$3.138,3 milhões, ou seja, 2,2 vezes o EBITDA. Já a Margem EBITDA Ajustado da 30,5 % no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009.

Atuação Integrada nos Segmentos de Distribuição, Geração e Comercialização A Companhia atua de forma integrada nos segmentos de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica. As distribuidoras e comercializadora da Companhia, a Enertrade, atuam em áreas com forte concentração de clientes nos segmentos industrial e residencial. A EDP Bandeirante e a EDP Escelsa atuam em áreas altamente desenvolvidas e industrializadas, sendo o Estado de São Paulo, área de atuação da EDP Bandeirante, o principal centro industrial do Brasil, respondendo por cerca de 33% do PIB brasileiro, em 2008, segundo estimativa do relatório da MB Associados – Consultoria em Análise Macroeconômica ("MB Associados") (elaborado para o conglomerado EDP em Agosto de 2009). O Estado do Espírito Santo, área de atuação da EDP Escelsa, é um Estado predominantemente exportador, apresentando, segundo dados do relatório da MB Associados, a 11ª economia do país com 2,3% do PIB nacional. A Enertrade, em termos de volume de energia negociada no âmbito do mercado atacadista em 2008, ocupa o 3º lugar entre as companhias comercializadoras privadas no Brasil, segundo a CCEE, em função da comercialização de um total de 7.282 GWh no ano de 2008. No segmento de geração, a Companhia participa de empreendimentos tais como a Usina Hidrelétrica Lajeado e a Usina Hidrelétrica Peixe Angical, que, em conjunto com outros empreendimentos de geração, nos conferem uma capacidade instalada de 1.738 MW, em 31 de dezembro de 2009. Considerando ainda a participação da Companhia no projeto de Pecém, em fase de construção, e as repotenciações em andamento, a Companhia acredita que sua capacidade potencial instalada total será de 2.117 MW em 2012. Em 2008, a Companhia inaugurou a sua atuação no mercado eólico brasileiro, um mercado que proporciona um relevante potencial de crescimento, por meio de uma parceria com a EDP Renováveis S.A. ("EDP Renováveis").

Experiência no Desenvolvimento e Operação de Projetos de Geração. A experiência do conglomerado EDP mundialmente e a experiência que se adquiriu no Brasil no desenvolvimento e na operação de projetos de geração, tais como a Usina Hidrelétrica Lajeado (902,5 MW) e a Usina Hidrelétrica Peixe Angical (452 MW), nos posiciona de forma estratégica para aproveitar novas oportunidades em projetos de geração. A Companhia também acredita que possui capacidade para formar parcerias estratégicas com empresas relevantes no setor elétrico brasileiro, à semelhança do projeto de Peixe Angical, no qual mantém parceria com Furnas, e Pecém, no qual possui parceria com a MPX. A estratégia da Companhia de investimento em geração de energia



busca sempre a participação em projetos por meio do controle acionário e da gestão do projeto ou, em alguns casos, através de controle compartilhado. Esta estratégia visa à mitigação de eventuais riscos associados à obtenção de licenças, à implantação dos projetos e à gestão dos EPCistas ou os relacionados à operação e à manutenção dos projetos.

Conglomerado Controlador com Vasta Experiência no Setor Elétrico e Administração Experiente. A Companhia é controlada pelo conglomerado EDP, um sólido conglomerado global com vasta experiência nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia. Acreditamos tratar-se do terceiro maior conglomerado ibérico no setor de energia e o segundo maior conglomerado privado de Portugal (em valor de mercado), o conglomerado EDP tem um histórico de comprometimento de longo prazo com o Brasil, estando presente há quase 15 anos no mercado nacional, focando as suas atividades na experiência com energias renováveis, em políticas sociais e ambientais responsáveis. Adicionalmente, a Companhia possui uma administração com significativa experiência no setor elétrico, altamente focada na gestão eficiente dos ativos da Companhia, redução de custos, criação de valor para seus acionistas e guiada pelos mais altos padrões de governança corporativa.

A Companhia Possui Forte Capacidade Creditícia. A Companhia possui uma sólida percepção de qualidade de crédito do ponto de vista de agências de rating, mercado de capitais e mercado de dívidas bancárias. Segundo o relatório da Moody's de 4 de março de 2009, o rating de grau de investimento das distribuidoras da Companhia, tanto brasileiro quanto internacional, demonstra forte capacidade de crédito, obtida por meio da melhora gradual e consistente numa base consolidada nos seus indicadores. Além disso, desde 2005, a Companhia tem acessado o mercado de capitais com emissões de ações e de dívida. Na oferta pública inicial em 2005, a Companhia captou R\$1,1 bilhão. De 2005 a 2009, a Companhia captou R\$1,3 bilhão para suas distribuidoras, por meio de emissões de debêntures e notas promissórias. Com relação ao acesso ao mercado de dívidas bancárias, a Companhia se demonstrou capaz de obter financiamentos, mesmo nos momentos mais adversos de mercado. Em setembro de 2008, a Companhia obteve o financiamento no valor de R\$250 milhões junto ao Banco Bradesco S.A. para financiar parte da recompra de ações vendidas no uso do direito de recesso por parte de determinados investidores durante um dos períodos mais críticos de contração de liquidez na história recente. Nesse mesmo período, a Companhia fechou a estruturação do financiamento para o projeto de construção do Pecém com o BID, o BNDES, Banco Calyon, Caixa Geral de Depósitos e Millennium BCP. Em 2009, a Companhia obteve a concessão de crédito rotativo de longo prazo no montante de R\$900 milhões junto ao BNDES, disponível ao longo dos próximos cinco anos, para financiar investimentos em imobilizado. Foi aprovada linha de financiamento de longo prazo no montante de 90 milhões de euros por parte do Banco Europeu de Investimento, disponível ao longo de 2009 e 2010, também para financiar investimentos em imobilizado em complemento ao crédito do BNDES.

Em 28 de outubro de 2009, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização da Distribuição Pública Secundária de Ações Ordinárias.

A oferta de ações encerrou-se em 24 de novembro de 2009, com distribuição de 15,5 milhões de ações ao preço de R\$ 28,50 por ação. A demanda verificada foi quatro vezes maior do que a oferta.

Os recursos levantados na oferta, de R\$ 441,8 milhões, foram utilizados para: (i) pagamento da dívida tomada na época da operação de troca de ativos envolvendo Lajeado/Investco e Enersul no valor de R\$ 250 milhões para adquirir 13.110.225 ações da Companhia, em decorrência do direito de recesso exercido por acionistas minoritários; (ii) aumento da flexibilidade financeira e aproveitamento de futuras oportunidades de investimento, tais como novos projetos de geração de energia e repotenciações. Estratégias da Companhia

O principal objetivo da Companhia é criar valor para os acionistas, principalmente por meio do crescimento sustentado nos mercados de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Para alcançar esse objetivo, A Companhia fundamenta suas ações nos seguintes pilares estratégicos:

Ampliar a Atuação em Geração. A Companhia acredita que sua vasta experiência no desenvolvimento e no gerenciamento de projetos de geração, aliado à sua capacidade de formar parcerias com outras companhias importantes neste segmento, nos coloca numa posição estratégica para aproveitar oportunidades neste segmento. A capacidade de geração instalada do País deverá aumentar nos próximos anos com a geração hidrelétrica, termelétrica e energia renovável. As principais oportunidades de crescimento da Companhia podem estar nos seguintes segmentos:

- Segmento de energia hidrelétrica: (i) participação em leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos; (ii) desenvolvimento de estudos de viabilidade em andamento, com foco em hidrelétricas de médio porte e PCHs; e (iii) aquisição de ativos de energia hidrelétrica já existentes; e
- Segmento de energia termoelétrica: em atendimento às demandas do País de ampliar sua capacidade energética para garantir, de forma segura, o crescimento econômico, a Companhia iniciou em 2008 as obras da UTE Porto do Pecém, no Ceará, usina a carvão mineral que acrescentará 360 MW à sua capacidade instalada.

Manter Investimentos e Crescer Organicamente no Segmento de Distribuição. A Companhia pretende concentrar esforços na manutenção de investimentos no segmento de distribuição de energia elétrica, no seu crescimento orgânico, na melhoria de sua eficiência operacional, bem como na sua preparação frente aos próximos ciclos de revisões tarifárias propostos pela ANEEL, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro dos contratos de concessão e de custos da Companhia.

Manter Forte Atuação no Segmento de Comercialização. a Companhia está ativamente focada na comercialização de energia, como resposta estratégica ao desenvolvimento de um mercado de "consumidores livres" no Brasil. A Companhia pretende fidelizar clientes localizados dentro e fora das suas áreas de distribuição que optem pela condição de "clientes livres", fornecendo-lhes energia por meio da sua comercializadora de energia, a Enertrade, e assessorando-os em soluções às suas necessidades na área energética, agregando valor desta forma, à prestação de seus serviços. O negócio de comercialização caracteriza-se por ter baixo custo fixo e oferecer oportunidades de geração de lucro nas margens de comercialização. Com a Enertrade, garante-se a participação da Companhia no desenvolvimento desse mercado no Brasil.

Focar no Desenvolvimento de Energia Renovável. Todos os projetos de geração da Companhia, à exceção de Pecém, são hídricos e, vários são PCHs, quais sejam, energia renovável. A Companhia possui um total de 13 PCHs nas quais a Companhia possui o controle acionário. Além disso, possui dois parques eólicos em parceria com a EDP Renováveis. Isso representa uma capacidade geradora total de 165,3 MW de energia renovável (considerando a proporcionalidade da sua participação na EDP Renováveis do Brasil S.A.). Ademais a Companhia possui outras 24 PCHs passando por estudos de viabilidade. A Companhia pretende atingir uma posição de liderança no mercado brasileiro de energia renovável. Esse objetivo está alinhado ao atual contexto do setor elétrico brasileiro, cada vez mais voltado às fontes alternativas, reflexo da crescente demanda global por energia limpa. Vale comentar que a formação da parceria com a EDP Renováveis, quarta maior operadora do mundo de energia eólica, segundo relatório da Emerging Energy Consulting, no ano de 2008, representou um passo importante para a Companhia nesse segmento. Seu primeiro passo na entrada no mercado eólico brasileiro se deu com a aquisição de 45% da Cenaeel, com 13,8 MW de capacidade instalada. Além disso, o reconhecimento do conglomerado EDP no mercado mundial de energia renovável possibilitou a defesa, com legitimidade, da realização do leilão energético específico para a energia eólica, que deverá ser realizado pela primeira vez no Brasil, no final do ano de 2009. Aliada ao foco no desenvolvimento de energia renovável, a Companhia adota políticas sociais e ambientais responsáveis, que garantam o desenvolvimento sustentável da sociedade em que nos inserimos. Além disso, os projetos relacionados à energia eólica serão sempre desenvolvidos em conjunto com a EDP Renováveis, que não competirá com a Companhia no Brasil. A Companhia acredita que a área de energia renovável representa um relevante potencial de crescimento no mercado brasileiro.

Estimular a Sustentabilidade e Inovação. A Companhia assume o compromisso de conduzir os seus negócios e utilizar recursos de forma sustentável, de acordo com preceitos mundiais de sustentabilidade. A Companhia procura utilizar e prover recursos naturais nos seus processos de produção minimizando desperdícios, utilizando a energia de forma eficiente, onde for possível, confiando em fontes de energia renováveis e reduzindo, em toda cadeia de produção, as emissões de gases nocivos que propiciam o efeito estufa. A Companhia foca em promover condições seguras de trabalho, desta forma, preservando a saúde dos colaboradores além de estarmos concomitantemente envolvidos em inúmeros programas sociais. A Companhia esforça-se para que seja reconhecida como líder em sustentabilidade em todas áreas nas quais conduz seus negócios.

Consolidar Posição como um Player Relevante do Setor Elétrico. A Companhia pretende se posicionar como um participante central no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, identificando as melhores oportunidades de negócios nos segmentos em que atua, de maneira sempre consistente com o planejamento estratégico e obedecendo a rigorosos critérios de retorno sobre o investimento. Desde a realização da abertura de capital, em 2005, a Companhia desenvolveu alguns projetos significativos e concluiu algumas operações relevantes para a Companhia. Dentre elas, estão: (i) a conclusão da Usina Peixe Angical; (ii) a transação da Permuta Lajeado, com o Grupo Rede; e (iii) a operação de joint venture com a MPX, que resultou no desenvolvimento do projeto Pecém.

8. GRUPO ECONÔMICO

Em milhares de reais, exceto quando indicado

8.1. Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia.

(a) Controladores diretos e indiretos e (d) participações de sociedades do grupo na Companhia.

A Companhia é controlada pela EDP - Energias de Portugal, S.A. ("Energias de Portugal"), sociedade portuguesa de participações (holding), fazendo parte do conglomerado EDP.

O conglomerado EDP iniciou investimentos no Brasil em 1996, adquirindo participação minoritária na Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ ("CERJ", atualmente denominada Ampla Energia e Serviços S.A.). Em 1997, o conglomerado EDP adquiriu participação de 25% na Usina de Lajeado e, em 1998, adquiriu, em conjunto com a CPFL Energia S.A. ("CPFL"), o controle acionário da Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante", então denominada EBE – Empresa Bandeirante de Energia S.A.), a qual havia sido constituída no âmbito do Programa Estadual de Desestatização - PDE, a partir da cisão da Empresa Metropolitana – Eletricidade de São Paulo – Eletropaulo ("Eletropaulo"). Em 1999, o conglomerado EDP adquiriu parte da participação do Grupo CMS, um grupo português de operadoras nos mercados da consultoria em áreas de gestão, no empreendimento da Lajeado Energia S.A. ("Lajeado"), passando a deter 27,7% do capital votante da Investco S.A. ("Investco") e direitos de comercialização de igual proporção da energia gerada pela Usina de Lajeado. Ainda em 1999, o conglomerado EDP adquiriu 73,12% do capital total da Iven S.A. ("Iven"), sociedade detentora de 52,3% do capital da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa ("EDP Escelsa"). A Iven adquiriu o controle acionário da EDP Escelsa em conjunto com a GTD Participações S.A. ("GTD"), em leilão de privatização realizado em julho de 1995. A EDP Escelsa, por sua vez, adquiriu o controle acionário da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL ("Enersul"), em leilão de privatização realizado em novembro de 1997. Com a constituição da EDP Brasil S.A. (antiga denominação da Companhia), em julho de 2000, os investimentos do conglomerado EDP no Brasil foram sendo gradativamente transferidos para a Companhia, que passou a atuar como holding detentora de todos os ativos do conglomerado EDP no País, com exceção da participação na CERJ, que continuou a ser detida diretamente pela Energias de Portugal.

EDP – Energias de Portugal, S.A.

A Energias de Portugal, principal acionista da Companhia, é uma sociedade por ações constituída de acordo com as leis de Portugal, com sede na cidade de Lisboa, na Praça Marquês de Pombal, 12.

Energias de Portugal Investments and Services, Sociedad Limitada ("EDP ISSL")

A EDP ISSL é uma sociedade constituída de acordo com as leis das Ilhas Cayman, com sede em George Town, Grand Cayman, na Genesis Trust & Corporate Services Ltd., segundo andar, Compass Centre, P.O. Box 448GT, Ilhas Cayman.

Adicionalmente, a Eletricidade de Portugal Finance Company (Ireland) Ltd. é detida de forma integral (100%) pela EDP – Energias de Portugal, S.A.

Balwerk Consultoria Econômica e Participações Soc. Unipessoal Ltda. ("Balwerk Consultoria")

A Balwerk Consultoria é uma sociedade constituída de acordo com as leis de Portugal, com sede na cidade de Lisboa, na Avenida José Malhoa, lote A - 13, controlada integralmente pela Energias de Portugal.

(b) Controladas e coligadas.

Denominação Social	Sociedade	Participação da Companhia em 31/12/2009
Lajeado Energia S.A.	Controlada	55,86% do capital total
Enerpeixe S.A.	Controlada	60% do capital total
Energest S.A.	Controlada	100% do capital total
Porto de Pecém Geração de Energia S.A.	Controlada	50% do capital total
Enernova - Novas Energias S.A. ("Enernova")	Controlada	100% do capital total
Bandeirante Energia S.A.	Controlada	100% do capital total
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa.	Controlada	100% do capital total
Investco S.A.	Controlada	4,57% do capital total
ENERTRADE – Comercialização e Serviços de Energia S.A.	Controlada	99,99% do capital total
Escelsa Participações S.A.	Controlada	100% do capital total
Ipueiras Energia S.A.	Controlada	99,99% do capital total
Enercouto S.A.	Controlada	99,9% do capital total
Omega Engenharia e Assessoria Ltda.	Controlada	99% do capital total
Terra Verde Bioenergia Participações S.A.	Controlada	92% do capital total

(c) participações da Companhia em sociedades do grupo;

Exceto pela participação nas controladas e coligadas descrita acima, a Companhia não mantém participação em sociedades do conglomerado EDP.

(d) sociedades sob controle comum.

Não aplicável. Não há sociedades sob controle comum.

8.2. Organograma do grupo econômico da Companhia.

Item não apresentado, por ser de apresentação facultativa.

8.3. Operações de reestruturação, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário e aquisições e alienações de ativos importantes.

Em 2008, a Companhia iniciou uma nova unidade de negócios dedicada a investimentos em energias renováveis, a Enernova. Estão sob sua responsabilidade os investimentos em biomassa e energia eólica. Em junho de 2008, a Enernova, em conjunto com a EDP Renováveis, S.A. ("EDP Renováveis"), constituiu a sociedade EDP Renováveis Brasil S.A. ("EDPRB"), que se dedicará exclusivamente à energia eólica e, ainda em fevereiro de 2009, a EDPRB adquiriu 100% da Central Nacional de Energia Eólica S.A. ("CENAEEL"), que possui dois parques eólicos em operação em Santa Catarina, totalizando 13,8 MW de capacidade instalada, e projeto de expansão para 70 MW. A Companhia constituiu a sociedade Terra Verde Bionergia Participações S.A., cujo objetivo era participar de sociedades de propósito específico para a exploração de produção de etanol e de energia elétrica e outros projetos que preveem a utilização de biomassa.



Em 18 de junho de 2008, a Companhia celebrou junto ao Grupo Rede (Rede Energia S.A. e a Rede Power do Brasil S.A., em conjunto) o Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ativos e Outras Avenças, relativo à permuta de ações da Rede Lajeado Energia S.A. (antiga denominação da Lajeado Energia S.A.), da Tocantins Energia S.A. ("Tocantins") e da Investco, de propriedade do Grupo Rede, por ações da Enersul, de propriedade da Companhia ("Permuta Lajeado"). Tal operação teve como objeto a transferência, pela Companhia ao Grupo Rede, da participação de 100% do capital social da Enersul em troca de participações diretas ou indiretas na UHE Lajeado, elevando a participação da Companhia na Investco, sociedade que explora esta usina, de 27,7% para 73,00% do seu capital votante e para 78,81% do capital votante da Lajeado Energia S.A., controladora da Investco.

A operação foi concluída após obtenção das aprovações necessárias, e as participações societárias efetivamente permutadas em 11 de setembro de 2008, de modo que passamos a controlar a Investco, a Tocantins e a Lajeado Energia e o Grupo Rede passou a deter o controle da Enersul.

Ainda em 2008, para formalização de uma joint venture com a MPX Energia S.A. ("MPX"), foi concluída a operação de permuta de ativos para transferência de participações societárias entre a Companhia e a MPX, na qual a Companhia transferiu a totalidade de sua participação na empresa Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda., detentora do projeto UTE Maranhão, para a MPX, recebendo, em troca, 50% da participação na Porto de Pecém Geração de Energia S.A., detentora do projeto de Pecém.

Em 23 de junho de 2009, a Companhia vendeu à NET Serviços de Comunicação S.A. a participação de 100% que detinha na ESC 90, pelo valor de R\$94,6 milhões.

Em julho de 2009, a EDPRB adquiriu a Elebrás, empresa com projetos de parques eólicos.

A Companhia realizou, em 30 de novembro de 2009, uma reorganização societária envolvendo a Lajeado Energia e a EDP Lajeado, detentoras de 62,4% do capital total da Investco, bem como a Tocantins, e que resultou na extinção da Tocantins e da EDP Lajeado, restando apenas na Lajeado Energia ("Reorganização Societária").

A Reorganização Societária teve como principal objetivo permitir a racionalização e simplificação da estrutura e das atividades das sociedades envolvidas, inclusive frente à condução dos negócios e gestão dos ativos da investida comum, a Investco, trazendo benefícios de ordem administrativa, econômica e financeira, mediante a redução de despesas operacionais combinadas, acarretando em maior sinergia e melhoria de caixa. Ainda, a Reorganização Societária permitiu o aproveitamento, no decorrer do período da concessão, do benefício fiscal gerado pela amortização do ágio registrado em razão da Permuta Lajeado.

8.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 8 do Formulário de Referência.

9. ATIVOS RELEVANTES

Em milhares de reais, exceto quando indicado

9.1. Descrição dos bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia:

a. Ativos imobilizados (inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização):

A composição do valor líquido do imobilizado nas datas abaixo indicadas é (as informações são referentes ao consolidado):

Ativos Imobilizados	UF	31/12/2009 R\$ (em milhares)	31/12/2008 R\$ (em milhares)
Imobilizado em serviço - tangível			
Distribuição	SP - ES		
Terrenos		49.510	49.005
Edificações, obras civis e benfeitorias		40.057	41.235
Máquinas e equipamentos		2.013.716	1.878.909
Veículos		5.014	5.119
Móveis e utensílios		1.206	1.639
		2.109.503	1.975.907
Geração	ES - MG - MS - TO - GO - MT - CE		
Terrenos		133.551	127.196
Reservatórios, barragens e adutoras		1.537.875	1.477.671
Edificações, obras civis e benfeitorias		568.620	564.506
Máquinas e equipamentos		1.177.464	1.182.344
Veículos		1.161	1.551
Móveis e utensílios		859	731
		3.419.530	3.353.999
Transmissão	MG - ES		
Terrenos		1	
Edificações, obras civis e benfeitorias		337	357
Máquinas e equipamentos		58.890	55.092
		59.228	55.449
Comercialização	SP		
Terrenos		36	44
Edificações, obras civis e benfeitorias		1.397	1.720
Máquinas e equipamentos		1.345	1.526
Veículos		309	459
Móveis e utensílios		190	243
		3.277	3.992
Administração	SP - ES - MG - MS - TO		
Terrenos		897	915
Edificações, obras civis e benfeitorias		4.356	5.051
Máquinas e equipamentos		35.173	30.335
Veículos		11.257	11.408
Móveis e utensílios		5.938	5.785
		57.621	53.494
Atividades não vinculadas à concessão	SP - ES		
Terrenos		273	273
Edificações, obras civis e benfeitorias		-	-
Máquinas e equipamentos		-	-
Veículos		216	255
Móveis e utensílios		489	528
Total do Imobilizado em serviço		5.649.648	5.443.369

Imobilizado em curso - tangível			
Distribuição	SP - ES	271.204	262.067
Geração	ES - MG - MS - TO - GO - MT - CE	877.667	648.528
Transmissão	MG - ES	283	548
Comercialização	SP	1.800	170
Administração	SP - ES - MG - MS - TO	9.325	13.582
Total do Imobilizado em curso		1.160.279	924.895
Obrigações vinculadas à concessão	SP - ES	(393.282)	(364.379)
Total Imobilizado tangível		6.416.645	6.003.885

b. patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, informando: (i) duração; (ii) território atingido; (iii) eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos; (iv) possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia.

Patentes

A Companhia não possui nenhuma patente em seu nome, bem como nenhum pedido de concessão de patentes pendente.

Marcas.

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se somente pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional de Propriedade Industrial ("INPI"), órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo então assegurado ao titular seu uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas, aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

Nosso conglomerado tem por política proteger suas marcas e possui aproximadamente 60 marcas registradas ou em processo de registro junto ao INPI, em diversas classes relacionadas às nossas atividades. Nossas principais marcas envolvem o nome do nosso conglomerado, bem como tratam dos nomes das empresas do nosso conglomerado, dentre as quais destacamos: "EDP", "Energias do Brasil", "EDP Bandeirante", "EDP Escelsa", "Enertrade" e "Energest".

Atualmente, todas as marcas que são relevantes para a nossa Companhia encontram-se devidamente registradas perante o INPI. A Companhia não acredita que o indeferimento do registro de qualquer das suas marcas possa impactar negativamente em suas operações e resultados. Não há eventos que podem causar a perda dos direitos relativos às marcas registradas em nome da Companhia, além daqueles legalmente previstos.

Todos os objetos dos pedidos de registro de marcas patente formulados pela Companhia foram desenvolvidos para melhoria do próprio desempenho das suas atividades, não havendo atualmente intenção na comercialização dos mesmos.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia é titular das seguintes marcas, todas as quais tem abrangência territorial limitada ao Brasil:

Marca	Registro	Apresentação	Duração		Classe
			Concessão	Vigência	
GRUPO EDP - EDP BRASIL	821871641	Mista	22/03/2005	22/03/2015	NCL(8) 35
GRUPO EDP - EDP BRASIL	821871633	Mista	22/03/2005	22/03/2015	NCL(8) 37
GRUPO EDP - EDP BRASIL	200056760	Mista	22/03/2005	22/03/2015	NCL(8) 39
GRUPO EDP - EDP BRASIL	821871625	Mista	22/03/2005	22/03/2015	NCL(8) 42
ENERDIST	822831473	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 36
EDP	822831414	Nominativa	06/03/2007	06/03/2017	NCL(7) 36
ENERDIST	822831481	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 35
EDP	822831384	Nominativa	06/03/2007	06/03/2017	NCL(7) 40
ENERDIST	822831457	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 39
EDP	822831392	Nominativa	12/02/2008	12/02/2018	NCL(7) 39
ENERDIST	822831449	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 40
ENERDIST	822831465	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 37
EDP	822831406	Nominativa	06/03/2007	06/03/2017	NCL(7) 37
EDP	822831422	Nominativa	06/03/2007	06/03/2017	NCL(7) 35
EDP	822831376	Nominativa	06/03/2007	06/03/2017	NCL(7) 42
ENERDIST	822831430	Nominativa	07/04/2009	07/04/2019	NCL(7) 42
GRUPO EDP - EDP BRASIL	822859742	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 36
GRUPO EDP - ENERDIST	822859831	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 35
GRUPO EDP - EDP BRASIL	822859750	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 40
GRUPO EDP - ENERDIST	822859785	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 37
GRUPO EDP - EDP BRASIL	822859777	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 42
GRUPO EDP - ENERDIST	822859793	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 40
GRUPO EDP - EDP BRASIL	822859769	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 35
GRUPO EDP - ENERDIST	822859807	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 39
GRUPO EDP - ENERDIST	822859823	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 36
GRUPO EDP-ENERDIST	822859815	Mista	10/10/2006	10/10/2016	NCL(7) 42
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192797	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 39
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192800	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 37
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192819	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 36
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192827	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 35
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192770	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 42
EDB - ENERGIAS DO BRASIL	827192789	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 40
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241097	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 42
ENERGIAS DO BRASIL	827241186	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 40
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241100	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 40
ENERGIA DO BRASIL	827241194	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 42
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241119	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 39
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241127	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 37
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241135	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 36
EDP - ENERGIAS DO BRASIL	827241143	Nominativa	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 35
ENERGIAS DO BRASIL	827241151	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 35
ENERGIAS DO BRASIL	827241160	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 36
ENERGIAS DO BRASIL	827241178	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 39
ENERGIAS DO BRASIL	827245270	Mista	13/11/2007	13/11/2017	NCL(8) 37
ENERSUL - ENERGIAS DO BRASIL	827554354	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 39
ESCELSA - ENERGIAS DO BRASIL	827554265	Mista	19/02/2008	19/02/2018	NCL(8) 42
ESCELSA - ENERGIAS DO BRASIL	827554303	Mista	19/02/2008	19/02/2018	NCL(8) 39
ENERSUL - ENERGIAS DO BRASIL	827554362	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 40
ESCELSA - ENERGIAS DO BRASIL	827554273	Mista	19/02/2008	19/02/2018	NCL(8) 35
ENERSUL - ENERGIAS DO BRASIL	827554320	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 35
ENERSUL - ENERGIAS DO BRASIL	827554370	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 42

ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL	827554281	Mista	26/12/2007	26/12/2017	NCL(8) 36
ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL	827554311	Mista	19/02/2008	19/02/2018	NCL(8) 40
ENERSUL ENERGIAS DO BRASIL	827554338	Mista	06/05/2008	06/05/2008	NCL(8) 36
ENERSUL ENERGIAS DO BRASIL	827554346	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 37
ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL	827554290	Mista	19/02/2008	19/02/2018	NCL(8) 37
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554419	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 39
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554427	Mista	29/01/2008	29/01/2018	NCL(8) 40

Adicionalmente, na data deste Formulário de Referência, a Companhia possui os pedidos de registro de marca listados abaixo em análise.

Marca	Pedido de Registro	Apresentação	Data de Publicação	Classe
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554397	Nominativa	02/03/2005	NCL(8)36
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554389	Mista	22/07/2005	NCL(8)35-
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554435	Mista	22/07/2005	NCL(8)42
BANDEIRANTE ENERGIAS DO BRASIL	827554400	Mista	22/07/2005	NCL(8)37

As classes identificadas nas tabelas acima referem-se às seguintes atividades:

Classe	Atividade
NCL(7) 35	Publicidade; gestão de negócios comerciais; administração comercial; funções administrativas.
NCL(8) 35	Propaganda; gestão de negócios; administração de negócios; funções de escritório
NCL(7) 36	Seguro; Negócios financeiros; Negócios monetários; Negócios imobiliários
NCL(8) 36	Seguros; negócios financeiros; negócios monetários; negócios imobiliários.
NCL(7) 37	Construção; reparos, manutenção e conservação em geral; serviços de instalação.
NCL(8) 37	Construção civil; reparos; serviços de instalação.
NCL(7) 39	Transporte; embalagem e armazenagem de produtos; organização de viagens.
NCL(8) 39	Transporte; embalagem e armazenagem de produtos; organização de viagens.
NCL(7) 40	Tratamento de materiais.
NCL(8) 40	Tratamento de materiais.
NCL(7) 42	Restaurantes (alimentação e bebidas); alojamento temporário; cuidados médicos, higiênicos e de beleza; serviços veterinários e de agricultura; serviços jurídicos; pesquisa científica e industrial; programação para computadores; serviços que não podem ser incluídos em outras classes.
NCL(8) 42	Serviços científicos e tecnológicos, pesquisa e desenho relacionados a estes; serviços de análise industrial e pesquisa; concepção, projeto e desenvolvimento de hardware e software de computador; serviços jurídicos.

Licenças, franquias e contratos de transferência de tecnologia.

Nos 3 últimos exercícios sociais, a Companhia não possuía nenhuma licença, franquia, tampouco havia celebrado contratos de transferência de tecnologia.

Concessões.

As tarifas das concessionárias de distribuição são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("[ANEEL](#)") com base em contratos de concessão e na legislação. Os contratos de concessão e a lei brasileira estabelecem um mecanismo de limite de preço que permite três tipos de ajustes de tarifa: (i) o reajuste anual, projetado para repassar às tarifas os custos de itens classificados no contrato de concessão como parcela A, tais como compra de energia, transmissão e encargos setoriais; (ii) a revisão periódica, que ocorre em períodos de três anos na



Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. ("EDP Escelsa") e a cada quatro anos na Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante"), quando são revistos todos os custos, capturados ganhos de eficiência e recalculadas as tarifas para os próximos ciclos; e (iii) a revisão extraordinária, quando da eventualidade de variações nos custos que afetem o equilíbrio econômico do contrato de concessão , hipótese em que as tarifas poderão ser ajustadas .

A ANEEL tem como objetivo o equilíbrio entre, de um lado, o interesse público na prestação do serviço de eletricidade e, de outro, a remuneração pelos investimentos. A ANEEL, apesar das regras estabelecidas nos contratos de concessão e regulamentação, tem uma margem onde pode atuar de forma discricionária nos reajustes e revisões de tarifas, sendo assegurado aos concessionários o direito de contestação das propostas da ANEEL.

A Companhia realiza suas atividades de distribuição e geração segundo contratos de concessão celebrados por suas controladas com a ANEEL. As concessões tem períodos que variam de 30 a 35 anos e poderão ser renovadas por iguais períodos, mediante requerimento do concessionário e condicionada ao atendimento das condições estabelecidas para a renovação nos contratos de concessão e legislação.

Adicionalmente, a ANEEL pode aplicar penalidades que incluem multas significativas (de até 2% do faturamento dos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração) e restrições caso a Companhia descumpra obrigações estabelecidas nos contratos de concessão. Como medida punitiva limite, a ANEEL também pode determinar a reversão das concessões antes do término de seus prazos se descumpridas as condições estabelecidas nos contratos de concessão.

Caso a ANEEL extinga quaisquer das concessões antes do término do seu prazo, o concessionário terá direito a indenização pela parte não amortizada dos investimentos realizados.

Abaixo, encontra-se uma descrição dos contratos de concessão, portarias e resoluções que outorgam concessão, autorização e permissão às empresas do nosso conglomerado para construção ou operação de unidades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica no Brasil:



Empresa	Tipo	Usina	Estado	Modalidade	Outorga	Norma	Início	Vigência
Energest S.A	UHE	Mascarenhas	ES/MG	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 003/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Suiça	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 003/2007	13/7/1995	16/7/2025
Pantanal Energética Ltda.	CGH	Coxim (Vitor A. De Brito)	MS	Serviço Público	Registro	Despacho 973/2006	4/12/1997	Indefinida
	CGH	São João I	MS	Serviço Público	Registro	Despacho 973/2006	4/12/1997	Indefinida
	CGH	São João II	MS	Serviço Público	Registro	Despacho 973/2006	4/12/1997	Indefinida
	UHE	Mimoso (Assis Chateaubriand)	MS	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/1997	4/12/1997	4/12/2027
	PCH	Paraíso I	MS	Produtor Independente	Autorização	Resolução 358/1999	23/12/1999	23/12/2029
Castelo Energética S.A - CESA	PCH	Viçosa	ES	Produtor Independente	Autorização	Resolução 111/1999	19/5/1999	19/5/2029
	PCH	São João	ES	Produtor Independente	Autorização	Resolução 110/1999	19/5/1999	19/5/2029
	UHE	Alegre	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Fruteiras	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	JUCU	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	PCH	Rio Bonito	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Iúna (Desativada)	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Rio Preto (Desativada)	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Fumaça (Desativada)	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025
	UHE	Aparecida (Desativada)	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 002/2007	13/7/1995	16/7/2025



Costa Rica Energética Ltda.	PCH	Costa Rica	MS	Produtor Independente	Autorização	Resolução 468/2001	5/11/2001	5/11/2031
Lajeado Energia S.A.	UHE	Luiz Eduardo Magalhães	TO	Produtor Independente	Concessão	Contrato de Concessão 005/1997	15/1/1998	15/1/2033
Investco S.A								
Enerpeixe S.A	UHE	Peixe Angical	TO	Produtor Independente	Concessão	Contrato de concessão 130/2001	7/11/2001	7/11/2036
Enercouto S.A								
Couto Magalhães Energia S.A.	UHE	Couto Magalhães	GO/MT	Produtor Independente	Concessão	Contrato de concessão 021/2002	23/4/2002	23/4/2037
Santa Fé Energia S.A	PCH	Santa Fé	ES	Produtor Independente	Autorização	Resolução 482/2001	13/11/2001	13/11/2031
Porto do Pecém Geração de Energia S.A.	UTE	Porto do Pecém I	CE	Produtor Independente	Autorização	Portaria MME nº 226/2008	1/7/2008	1/7/2043
Cenaeel - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	UFF	Horizonte	SC	Produtor Independente	Registro	Despacho 472/2002	12/8/2002	Indefinida
	UEE	Água Doce	SC	Produtor Independente	Autorização	Resolução 675/2002	11/12/2002	11/12/2032
Elebrás Projetos Ltda.	UFF	Elebrás Cidreira I (Tramandaí)	RS	Produtor Independente	Autorização	Resolução 495/2002	5/9/2002	5/9/2032
	UEE	Elebrás Santa Vitória do Palmar I	RS	Produtor Independente	Autorização	Resolução 461/2002	28/8/2002	28/8/2032
Terra Verde Bioenergia Participações S.A.	UTE	Terra Verde I	MS	Produtor Independente	Autorização	Resolução 1.979/2009	25/6/2009	25/6/2039
Bandeirante Energia S.A.	Distribuidora	-	SP	Serviço Público	Concessão	Contrato Concessão 202/1998	23/10/1998	23/10/2028
Espírito Santos Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA	Distribuidora	-	ES	Serviço Público	Concessão	Contrato Concessão 001/1995 - Escelsa	17/7/1995	17/7/2025
ENERTRADE - Comercialização e Serviços de Energia S.A.	Comercializadora	-	SP	-	Autorização	Resolução 62/2001	19/2/2001	-
EVRECY Participações LTDA.	Transmissora	-	ES/MG	Serviço Público	Concessão	Contrato de Concessão 020/2008	14/11/2008	17/7/2025



Para mais informações acerca dos Contratos de Concessão, favor consultar o item 7.9. deste Formulário de Referência.

c. As sociedades em que a Companhia tenha participação.

A Companhia desenvolve suas atividades por meio de sociedades controladas, conforme descritas a seguir. Esclarecemos que as atividades desenvolvidas pelas sociedades em questão e as razões para manutenção da participação da Companhia em referidas sociedades encontram-se descritas abaixo.



Denominação Social	Sede	Código CVM	Controlada/ Coligada	Participação (%)	Valor contábil da Participação (PL) Em R\$ milhares			Resultado da Equivalência Patrimonial Em R\$ milhares			Valorização ou desvalorização da participação, de acordo com o valor contábil			Dividendos recebidos Em R\$ milhares		
					2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Lajeado Energia S.A.	Rodovia TO Miracema, KM 23, s/nº, Tocantins – TO	Não aplicável (**)	Controlada	55,86	586.449	225.200	Não aplicável (**)	35.031	10.842	Não aplicável (**)	-	-	-	49.363	30.332	Não aplicável (**)
EDP Lajeado Energia S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 12º andar, São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Incorporada pela Lajeado Energia	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	155.203	155.695	27.344	12.989	19.390	-	-	-	15.114	13.481	15.859
Tocantins Energia S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 7º andar, Conj. 73 - São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Incorporada pela Lajeado Energia	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	76.865	Não aplicável (**)	5.423	756	Não aplicável (**)	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Ipueiras Energia S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 7º andar, Conj. 72 - São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Controlada	100,0	1	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Enerpeixe S.A.	Rua do Paraíso, n.º148, 4º andar - conj.41, São Paulo - SP	Não aplicável (**)	Controlada	60,0	690.108	631.267	606.492	72.616	76.110	62.664	-	-	-	13.775	51.335	12.240
Energest S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 11º andar/parte, São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Controlada	99,99	263.904	201.303	196.327	73.243	99.529	87.276	-	-	-	10.642	94.553	20.727
Porto de Pecém Geração de Energia S.A.	Rod CE-085, s/nº - Km 37,5 – Pecém - CE	Não aplicável (**)	Controlada	50,0	257.690	80.156	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Enernova S.A.	Rua Bandeira,Paulista n.º 530, - 8º, andar – Conj. 82 São Paulo - SP	Não aplicável (**)	Controlada	100,0	-5.529	-429	Não aplicável (**)	-5.100	-430	Não aplicável (**)	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)



Enercouth S.A.	Rua Bandeira Paulista nº. 530, 12º andar, São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Controlada	99,90	-469	-416	-373	-52	-44	-9	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Escelsa Participações S.A.	Rodovia BR 101 Norte, Km 9,5 n. 3.450 - Serra - ES	Não aplicável (**)	Controlada	100,00	-2.382	-1.942	-201	-440	-1.741	133	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Terra Verde Bioenergia Part. S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 11º andar, São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Controlada	86,00	-1528	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	-	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Enersul S.A.	Av. Gury Marques, nº. 8000 – Campina Grande - MS	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	672.516	Não aplicável (**)	37.438	-58.056	-	-	-	-	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)	Não aplicável (**)
Bandeirante Energia S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 14º andar, São Paulo – SP	16985	Controlada	100,0	636.126	680.031	749.766	241.906	206.492	231.333	-	-	-	285.811	276.227	231.331
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA.	Rua Sete de Setembro, nº. 362, Vitória – ES	15342	Controlada	100,0	738.206	685.145	776.363	124.115	122.449	118.582	-	-	-	71.054	213.667	112.655
Investco S.A.	ACSE – I, Conj. 3, Lote 21, Palmas - TO	18589	Controlada	4,57*	49.473	42.559	Não aplicável (**)	4.930	2.550	Não aplicável (**)	-	-	-	2.291	4.317	Não aplicável (**)
ENERTRADE – Comercialização e Serviços de Energia S.A.	Rua Bandeira nº. 530, 12º andar, São Paulo – SP	Não aplicável (**)	Controlada	100,0,0	31.916	31.916	31.916	25.043	35.814	33.933	-	-	-	25.043	35.813	32.237
Omega Engenharia e Assessoria, Ltda.	Rua Fernandes Vieira, 637 - conjunto 407, Bairro Bom Fim, CEP: 90035-091, Porto Alegre/RS .	Não aplicável (**)	Controlada	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(*) A partir de novembro de 2009, após a incorporação da EDP Lajeado pela Lajeado Energia, a Companhia passou a deter diretamente 4,57% do capital total da Investco e, indiretamente, através da Lajeado Energia, 73,0% do capital votante e 62,4% do capital total da Investco.

(**) Não aplicável, pois a sociedade não possui registro na CVM.

Obs.: Os itens "não aplicáveis" desta tabela sem explicação específica possuem suas respectivas explicações nas informações contidas na própria tabela, assim como nas descrições das sociedades expostas logo abaixo.



GERAÇÃO

Companhia de Capital Aberto

Investco

A Investco detém a concessão para exploração do aproveitamento hidrelétrico da usina Luiz Eduardo Magalhães, localizada no Estado do Tocantins ("UHE Lajeado"). A participação da Companhia no consórcio, somada à participação no capital social da Investco, confere direito a 73% de toda energia produzida pela UHE Lajeado. A divisão do montante de energia elétrica comercializada se dá em proporção à participação no capital votante. A usina tem capacidade instalada de 902,5 MW, distribuída em cinco unidades geradoras com capacidade instalada de 180,5 MW cada e está localizada no Rio Tocantins, nos municípios de Lajeado e Miracema do Tocantins, Estado do Tocantins.

Companhias de Capital Fechado

Lajeado Energia S.A.

A Lajeado Energia é um veículo de investimento da Companhia na Investco, a qual, conforme descrito acima, detém a concessão para exploração do Aproveitamento Hidrelétrico da UHE Lajeado.

Enerpeixe S.A.

A Enerpeixe, constituída em maio de 2001, é responsável pela operação da UHE Peixe Angical, localizada na cidade de Peixe, Tocantis, com 452 megawatts de capacidade instalada. A Enerpeixe é resultado de uma parceria da Companhia com Furnas Centrais Elétricas S.A., que detém os 40% restantes do capital social da Enerpeixe.

Energest S.A.

A Energest é uma *holding* que detém controle direto e indireto de parte dos ativos de geração de energia elétrica da Companhia, detendo 15 usinas em operação, com capacidade instalada de 371,8 MW. As usinas estão localizadas nos Estados do Espírito Santo (302,2 MW de capacidade instalada) e Mato Grosso do Sul (68,7 MW de capacidade instalada).

Porto de Pecém Geração de Energia S.A.

A Porto de Pecém é resultado de uma parceria da Companhia com a MPX para a exploração da Usina Termelétrica Porto do Pecém. Localizada em Pecém, no Estado do Ceará, a Porto Pecém, quando concluída em 2012, terá capacidade instalada de 720 MW por meio da utilização de carvão mineral.

No que se refere a razões para aquisição e manutenção de tais investimentos, a Companhia acredita que sua vasta experiência no desenvolvimento e no gerenciamento de projetos de geração, aliado à sua capacidade de formar parcerias com outras companhias importantes neste segmento, lhe coloca numa posição estratégica para aproveitar oportunidades neste segmento. A capacidade de geração instalada do País deverá aumentar nos próximos anos com a geração hidrelétrica, termelétrica e energia renovável. A Companhia acredita que as principais oportunidades de crescimento estarão nos seguintes segmentos:



Segmento de energia hidrelétrica: (i) participação em leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos; (ii) desenvolvimento de estudos de viabilidade em andamento, com foco em hidrelétricas de médio porte e PCHs; e (iii) aquisição de ativos de energia hidrelétrica já existentes.

Segmento de energia termoelétrica: em atendimento às demandas do País de ampliar sua capacidade energética para garantir, de forma segura, o crescimento econômico, iniciamos em 2008 as obras da UTE Porto do Pecém, no Ceará, usina a carvão mineral que acrescentará 360MW à nossa capacidade instalada.

DISTRIBUIÇÃO

Companhias de Capital Aberto

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante é uma das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica do Estado de São Paulo segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("Abradee"), e a maior da Companhia.

EDP Escelsa

A EDP Escelsa é a principal concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Espírito Santo, segundo a Abradee.

No que se refere a razões para aquisição e manutenção de tais investimentos, a Companhia pretende manter investimentos no segmento de distribuição de energia elétrica tendo em vista seu crescimento orgânico e da melhoria de sua eficiência operacional, com aproveitamento de sinergias.

RENOVÁVEIS

Enernova S.A.

A Enernova representa a unidade de negócios da Companhia dedicada a investimentos em energias renováveis, especificamente, em biomassa e energia eólica. Em maio de 2008, a Enernova, em conjunto com a EDP Renováveis, constituiu a sociedade EDP Renováveis Brasil S.A. ("EDP Renováveis"), que se dedicará exclusivamente à energia eólica e, ainda em fevereiro de 2009, a EDP Renováveis adquiriu 100% da Central Nacional de Energia Eólica S.A. (CENAEEL), que possui dois parques eólicos em operação em Santa Catarina, totalizando 13,8 MW de capacidade instalada, e projeto de expansão para 70 MW.

No que se refere a razões para aquisição e manutenção de tais investimentos, destaca-se a de focar no desenvolvimento de energia renovável. Todos os projetos de geração da Companhia, à exceção de Pecém, são hídricos e, vários são Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"). A Companhia possui o controle acionário em 13 PCHs.



Além disso, possui dois parques eólicos em parceria com a EDP Renováveis. Isto representa uma capacidade geradora total de 165,3 MW de energia renovável (considerando a proporcionalidade da participação da Companhia na EDP Renováveis. Ademais, a Companhia possui outras 24 PCHs atualmente em processo de estudos de viabilidade. A Companhia pretende atingir uma posição de liderança no mercado brasileiro de energia renovável. Esse objetivo está alinhado ao atual contexto do setor elétrico brasileiro, cada vez mais voltado às fontes alternativas, reflexo da crescente demanda global por energia limpa. Vale comentar que a formação da parceria com a EDP Renováveis, quarta maior operadora do mundo de energia eólica, segundo relatório da Emerging Energy Consulting, no ano de 2008, representou um passo importante para a Companhia nesse segmento.

COMERCIALIZAÇÃO

ENERTRADE – Comercialização e Serviços de Energia S.A.

A Enertrade atua no mercado livre de energia, por meio da comercialização de energia de nossas distribuidoras e no atendimento de consumidores livres no Brasil, tanto nas áreas de concessão das nossas distribuidoras, como também em outras áreas de concessão.

No que se refere a razões para aquisição e manutenção de tal investimento, destaca-se a manutenção de forte atuação no segmento de comercialização. A Companhia está ativamente focada na comercialização de energia, como resposta estratégica ao desenvolvimento de um mercado de "consumidores livres" no Brasil. A Companhia pretende fidelizar clientes localizados dentro e fora de suas áreas de distribuição que optem pela condição de "clientes livres", fornecendo-lhes energia por meio de nossa comercializadora de energia, a Enertrade, e assessorando-os em soluções às suas necessidades na área energética, agregando valor, desta forma, à prestação de seus serviços. O negócio de comercialização caracteriza-se pelo baixo custo fixo e oferecimento de oportunidades de geração de lucro nas margens de comercialização. Com a Enertrade, a Companhia garante sua participação no desenvolvimento desse mercado no Brasil.

Outras Companhias de Capital Fechado

Escelsa Participações S.A.

Sociedade constituída com o fim específico de prestação de serviços diversos de tecnologia da informação, de valor adicionado em redes de comunicação de dados, voz e imagem, inclusive os de tecnologia, bem como a realização de comércio eletrônico e comercialização de bens e serviços em geral.

Ipueiras Energia S.A.

Sociedade não operacional que tem por objeto a geração e a comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza. Pode, para tanto, elaborar estudos de viabilidade e projetos, bem como promover a construção, a operação, a manutenção de usinas de geração e, consequentemente, a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares relacionados ao seu objeto social. A sociedade, nos termos de seu objeto social, poderá, ainda, participar de outras empresas, negócios e/ou empreendimentos voltados à atividade energética.



Enercouth S.A.

A sociedade tem por objeto estudar, planejar, projetar, construir, operar, manter e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, exclusivamente em relação ao aproveitamento hidrelétrico designado como o conjunto composto pela Usina Hidrelétrica Couto Magalhães e pelas Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Central Geradora.

Omega Engenharia e Assessoria Ltda.

Trata-se de sociedade destinada à prestação de serviços de engenharia, serviços de telecomunicações e construção civil, administração e incorporação de imóveis, desenvolvimento de sistemas de informação, assessoria e consultoria na área de energia, intermediação e comercialização de energia elétrica e a participação em outras sociedades, independentemente de seu tipo jurídico.

Terra Verde Bioenergia Participações S.A.

A sociedade tem por objeto a participação como acionista em sociedades de propósito específico constituídas para explorar empreendimentos de produção de etanol e de energia elétrica, bem como atividades correlatas e complementares.

9.2. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

Desde junho de 2009, a Companhia passou a assinar nacionalmente sua marca apenas com o nome EDP. A mudança na identidade corporativa faz parte de um alinhamento mundial e utiliza a força da marca do acionista controlador da Companhia, a Energias de Portugal.

O planejamento para alterar a identidade visual da Companhia teve início em janeiro de 2009 e ocorre simultaneamente ao processo de reestruturação interna profunda que também está sendo realizado. O objetivo é implantar um modelo diferenciado de gestão, readequando a organização, os objetivos, os processos e, acima de tudo, a cultura corporativa.

A Campanha é focada no conceito "Uma Boa Energia" e procura materializar a importância da energia elétrica para um desenvolvimento equilibrado e sustentável, bem como para o conforto e qualidade de vida das pessoas, em linha com a política de sustentabilidade do conglomerado EDP e com sua posição de liderança mundial no desenvolvimento de energias limpas.



10. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES.

Em milhares de reais, exceto quando indicado

Os comentários expostos nos itens abaixo refletem a opinião dos diretores da Companhia em relação aos aspectos financeiros e situação patrimonial da Companhia.

10.1. Comentários dos Diretores da EDP – Energias do Brasil S.A. (“Companhia”) sobre;

a. condições financeiras e patrimoniais gerais:

A administração da Companhia entende que a Companhia apresenta, ao longo dos três últimos exercícios sociais, condições financeiras e patrimoniais suficientes para manter seu plano de negócios, desenvolver suas atividades e cumprir suas obrigações de curto e médio prazos.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A diretoria entende que a atual estrutura de capital, mensurada principalmente pela relação dívida líquida sobre patrimônio líquido, apresenta hoje níveis conservadores de alavancagem.

O capital social da Companhia não sofreu alteração nos últimos 3 exercícios sociais, apresentando R\$3.182,7 milhões totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009, onde representado por 158.805.204 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, com as principais características, a saber:

Com relação à possibilidade de resgate de ações, o estatuto social da Companhia não contém disposição a respeito, devendo ser observadas as disposições da Lei das Sociedades por Ações. A Companhia informa que não existe intenção para realização de tal evento.

O capital social está representado exclusivamente por ações ordinárias, cada ação ordinária dará direito a um voto nas deliberações das Assembléias Gerais da Companhia;

As ações são indivisíveis em relação à Companhia. Quando a ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio;

Fica vedada a emissão de partes beneficiárias pela Companhia;

A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de 200.000.000 (duzentos milhões) de ações ordinárias independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá, também, estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização;

A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações ordinárias e bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado; e

A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído ou reduzido o direito de preferência nas emissões de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, nos termos da lei, e dentro do limite do capital autorizado.



c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos.

Em milhares de reais, exceto quando indicado

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 3.138,3 milhões em dezembro de 2009, praticamente estável em relação a dezembro 2008, quando foi de R\$ 3.097,5 milhões que por sua vez, superou dezembro de 2007, quando a dívida bruta consolidada totalizou R\$ 2.782,1 milhões. A dívida líquida, ajustada pelos valores de caixa/aplicações e pelo saldo líquido de ativos regulatórios, alcançou R\$ 1.985,3 milhões em dezembro de 2009, valor 17% abaixo ao registrado em dezembro de 2008, principalmente pelo aumento do saldo de caixa/aplicações no final de 2009. A posição consolidada de caixa/aplicações aumentou para R\$ 1.102,0 milhões. Assim, a relação dívida líquida/EBITDA encerrou o mês de dezembro em 1,4 vezes, mantendo a empresa em nível confortável de alavancagem.

Em 31 de dezembro de 2009, as controladas encontram-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas dos covenants previstas nos respectivos contratos.

Adicionalmente, a gestão financeira adequada da Companhia refletiu na elevação dos ratings pela Moody's em 2009; em escala global, a holding possui Ba1 (estável), enquanto as controladas EDP Bandeirante e Escelsa possuem Baa3 (estável), alcançando o nível de *investment grade*.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Em milhares de reais, exceto quando indicado

UTE Porto do Pecém I

O empréstimo BNDES totaliza R\$ 1,4 bilhão (em R\$ nominais, excluindo juros durante a construção), com prazo total de 17 anos, sendo 14 anos de amortização e carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. O custo contratado é de Taxa de Juros de Longo Prazo ("TJLP") mais 2,77% a.a. e durante a fase de construção os juros serão capitalizados. Do total, já foram desembolsados R\$ 700 milhões e utilizados para liquidação do empréstimo-ponte em Reais que havia sido contratado em janeiro de 2008.

O empréstimo do BID totaliza US\$ 327 milhões, dos quais foram desembolsados US\$ 260 milhões. O valor desembolsado consiste em US\$ 117 milhões do empréstimo direto ("A Loan") e em US\$ 143 milhões do empréstimo indireto ("B Loan"). O montante liberado equivale ao dispêndio de capital ("CAPEX") em moeda estrangeira já incorrido mais aproximadamente 75% dos desembolsos em moeda estrangeira previstos na implantação do empreendimento ao longo dos próximos 6 meses.

Ainda, o contrato de financiamento com o BID prevê um A Loan no montante total de US\$ 147 milhões, e B Loan no montante total de US\$ 180 milhões, com prazo total de 17 anos no A-Loan e 13 anos no B Loan, com carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. As taxas iniciais do A Loan e B Loan são Libor + 350 pontos básicos ("bps") e Libor + 300 bps, respectivamente, com *step ups* (elevações) ao longo do período.

Os desembolsos foram utilizados para liquidar o empréstimo-ponte.



Contrato de Abertura de Limite de Crédito com o BNDES. Em dezembro de 2009, o BNDES liberou R\$ 86,4 milhões para a EDP Bandeirante e R\$ 103,8 milhões para a EDP Escelsa do crédito rotativo contratado em 2009 no montante de R\$ 900 milhões, sob a modalidade Contrato de Abertura de Limite de Crédito ("CALC").

A Companhia é a primeira empresa do setor elétrico a obter esta modalidade de financiamento direto (sem intermediação de um agente financeiro), criada pelo BNDES em 2005, que visa a simplificar os procedimentos de acesso a linhas de financiamento para empresas ou grandes grupos que representem baixo risco de crédito.

Os recursos aprovados ficam disponíveis para saque durante cinco anos, com prazo total de financiamento de cada saque de até dez anos. As taxas de juros são compostas da mesma forma que outras operações diretas junto ao BNDES: custo financeiro (TJLP no caso dos investimentos em distribuição) mais taxa de remuneração do BNDES mais taxa de risco de crédito estabelecida de acordo com o rating do Grupo junto ao BNDES.

A EDP Energias do Brasil utilizará estes recursos primordialmente para financiamento dos investimentos de suas distribuidoras (EDP Bandeirante e EDP Escelsa), bem como para construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e para repotenciação de usinas existentes.

e. *fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.*

Em milhares de reais, exceto quando indicado

As necessidades de financiamento de Capex de manutenção estão asseguradas pelas linhas pré-approvadas do BNDES e do BEI, além da geração própria de caixa. Em função de sua geração de caixa, a Companhia não utiliza de forma recorrente linhas de financiamento para a cobertura de suas necessidades de capital de giro, além do que é necessário para financiar seu Capex de manutenção. A necessidade por eventual captação fora destas linhas é, em geral, para alongar o perfil de endividamento e manter os níveis de alavancagem adequados tanto para seus acionistas quanto para seus credores. Para o atendimento dessas eventuais necessidades, a Companhia tende a analisar as diferentes opções, dependendo das condições de mercado, almejando sempre o prazo médio máximo para taxas de juros condizentes.

f. *níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; (iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário*

Em milhares de reais, exceto quando indicado



Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Energias do Brasil

Em milhares de reais, exceto quando indicado

Cédula de Crédito – Contrato firmado em outubro de 2008, no valor de R\$250.000, junto ao Banco Bradesco S.A. Sobre o valor do empréstimo incidiam juros à taxa de 132% do CDI, capitalizados diariamente e pagáveis trimestralmente entre janeiro e dezembro de 2009, principal vincendo em uma única parcela em dezembro de 2009. Esta operação estabelecia como garantia o penhor de 13.110.225 ações de sua emissão. A operação foi liquidada em dezembro de 2009.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da EDP Bandeirante

Em milhares de reais, exceto quando indicado

BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento. Contrato de financiamento externo com participação de consórcio de bancos brasileiros, portugueses e espanhóis, firmado em 5 de março de 2004, no montante de US\$100 milhões, liberado durante o exercício de 2004, com carência de 2 anos para início de pagamento do principal e com vencimento final em até 8 anos, sendo:

- (i) Tranche "A" - US\$38,9 milhões, com principal vincendo trimestralmente no período de 15 de maio de 2006 a 15 de fevereiro de 2012, remunerado por juros calculados pela taxa Libor acrescida de 4,375% a.a., vincendos trimestralmente a partir de 15 de maio de 2004; e
- (ii) Tranche "B" - US\$61,1 milhões, com principal vincendo trimestralmente no período de 15 de maio de 2006 a 15 de fevereiro de 2009, remunerado por juros calculados pela taxa Libor acrescida de 4% a.a., vincendos trimestralmente a partir de 15 de maio de 2004. Operação liquidada em 15 de fevereiro de 2009.

Este financiamento é destinado a projetos de investimento, com garantia nos recebíveis da Companhia pelo fornecimento de energia elétrica, com estabelecimento de covenants (dívida total em relação à dívida total mais patrimônio líquido, em índice não superior a 0,55, dívida total em relação ao EBITDA, não superior a 3,5 e índice de cobertura do serviço da dívida, entre outros não financeiros), integralmente atendidos até o momento, cujo descumprimento poderia resultar, parcial ou integralmente, em até a antecipação do vencimento do contrato.

Para este empréstimo foram realizadas operações de swap cambial, com característica de hedge, junto ao Banco J.P. Morgan S.A., em 15 de março de 2004 e o Banco Citibank S.A. ("Banco Citibank"), em 13 de novembro de 2003, para troca de encargos originais do financiamento junto ao BID, por remunerações baseadas no intervalo de 109,50% a 109,7% do CDI e 104,69% a 118,94% do CDI, respectivamente, com vencimento nas mesmas datas do contrato de financiamento.



Notas Promissórias

Em milhares de reais, exceto quando indicado

Em 07 de maio de 2009, o Conselho de Administração da EDP Bandeirante aprovou a contratação de linha de financiamento de curto prazo, materializada pela emissão de Nota Promissória.

As notas promissórias foram emitidas e ficaram depositadas no Banco Bradesco S.A. A remuneração corresponde à variação acumulada das taxas médias diárias dos depósitos interfinanceiros ("DI"), de um dia, calculada e divulgada diariamente pela CETIP, capitalizada de um spread correspondente a 1,30% ao ano. A remuneração acrescida do valor de principal será liquidada em 30 de maio de 2010 em uma única parcela. O valor de cada Nota corresponde a R\$ 1.000 e foram emitidas 230 notas totalizando o montante de R\$ 230.000.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás ("Eletrobrás")

(i) Programa Reluz

- a) Contrato firmado em 9 de abril de 2007. Recursos liberados no valor de R\$61 e R\$547, em 11 de junho de 2007 e 29 de agosto de 2007, respectivamente. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1,5% a.a., ambos vincendos mensalmente, a partir de 30 de julho de 2007. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de maio de 2008 e a última em 30 de abril de 2013. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.
- b) Contrato firmado em 12 de dezembro de 2007. Recurso liberado no valor de R\$391, em 18 de junho de 2008. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. que será capitalizado até 28 de fevereiro e taxa de administração de 1,5% a.a. pago mensalmente. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de março de 2009 e a última em 28 de fevereiro de 2014. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.
- c) Contrato firmado em 12 de dezembro de 2007. Recurso liberado no valor de R\$295 em 18 de junho de 2008. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. que será capitalizado até 20 de fevereiro de 2009 e taxa de administração de 1,5% a.a. pago mensalmente. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de março de 2009 e a última em 28 de fevereiro de 2014. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.
- d) Contrato firmado em 12 de dezembro de 2007. Recurso liberado no valor de R\$1.004 em 17 de fevereiro de 2009. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. que será capitalizado até 20 de fevereiro de 2009 e taxa de administração de 1,5% a.a. pago mensalmente. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de março de 2009 e a última em 28 de fevereiro de 2014. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.



e) Contrato firmado em 12 de dezembro de 2007. Recurso liberado no valor de R\$3.203 em 17 de fevereiro de 2009. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. que será capitalizado até 20 de fevereiro de 2009 e taxa de administração de 1,5% a.a. pago mensalmente. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de março de 2009 e a última em 28 de fevereiro de 2014. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.

f) Contrato firmado em 12 de dezembro de 2007. Recurso liberado no valor de R\$2.154 em 17 de fevereiro de 2009. Sobre o saldo devedor incide juros de 5% a.a. que será capitalizado até 20 de fevereiro de 2009 e taxa de administração de 1,5% a.a. pago mensalmente. O saldo devedor será pago em 60 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de março de 2009 e a última em 28 de fevereiro de 2014. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.

(ii) Programa Luz para Todos

a) Contrato firmado em 28 de maio de 2004. Linha de crédito no valor de R\$11.523, a título de financiamento e R\$1.773, a título de subvenção econômica. Recursos liberados no montante de R\$7.080 a título de financiamento e R\$1.089, a título de subvenção econômica. Sobre o saldo devedor corrigido incide juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., ambos vincendos mensalmente, a partir de 30 de julho de 2004. O saldo devedor será pago em 120 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de agosto de 2006 e a última em 30 de julho de 2016. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.

b) Contrato firmado em 25 de junho de 2007. Linha de crédito no valor de R\$12.359. Recursos liberados no montante de R\$3.708. Sobre o saldo devedor corrigido incide juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., ambos vincendos mensalmente, a partir de 30 de outubro de 2007. O saldo devedor será pago em 120 parcelas mensais, iguais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 30 de novembro de 2009 e a última em 30 de setembro de 2019. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito. Garantia em notas promissórias e vinculação de receita própria.

Cédulas de Crédito Bancário

Contratos firmados em 5 de dezembro de 2006, no valor total de R\$102.000, sendo R\$51.000 firmado junto ao Banco do Brasil S.A. e R\$51.000 mil junto ao Banco Santander Banespa S.A. Sobre o valor do empréstimo incidem juros à razão de 105% da variação do CDI, capitalizados diariamente. Principal vencível em 5 parcelas anuais sendo a 1ª em 5 de dezembro de 2009 e a última em 5 de dezembro de 2013 e juros semestrais vincendos a partir de 5 de junho de 2007 a 5 de dezembro de 2013. Esta operação estabelece covenant da relação dívida bruta / EBITDA em índice não superior a 3,5, atendido até este momento. As condições contratuais são idênticas para ambas as instituições financeiras.



Banco Nacional de Desenvolvimento - BNDES contrato nº. 88.425 / Agente Banco do Brasil

Assinado em dezembro de 2007, destinados à implantação do Programa de Investimentos de maio de 2006 a dezembro de 2007, sendo a 1ª liberação em fevereiro de 2008, no valor de R\$16.146 e a 2ª liberação em maio de 2008, no valor de R\$19.367, com recursos do BNDES (FINEM/FINAME) através do Banco do Brasil S.A. ("Banco do Brasil"), amortizável em 72 parcelas mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2008 e a última em 15 de junho de 2014, com juros de 3,3% a.a. indexados a TJLP. Garantia com vinculação de receitas equivalentes a 130% do valor da maior prestação de financiamento. Esta operação estabelece covenant da relação Dívida Financeira Bruta /EBITDA, em índice não superior a 3,5, atendido até este momento.

BNDES contrato nº. 88.425 / Agente Banco Santander

Assinado em dezembro de 2007, destinados à implantação do Programa de Investimentos de maio de 2006 a dezembro de 2007, sendo a 1ª liberação em fevereiro de 2008, no valor de R\$16.146 e a 2ª liberação em maio de 2008, no valor de R\$19.367, com recursos do BNDES (FINEM/FINAME) através do Banco Santander, amortizável em 72 parcelas mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2008 e a última em 15 de junho de 2014, com juros de 3,3% a.a., indexado à TJLP. Garantia com vinculação de receitas equivalentes a 130% do valor da maior prestação de financiamento. Esta operação estabelece covenant da relação Dívida Financeira Bruta / EBITDA, em índice não superior a 3,5, atendido até este momento.

BNDES Banco do Brasil / CALC - Contrato de Abertura de Limite de Crédito com o BNDES ("CALC")

Em 29 de janeiro de 2009, a EDP – Energias do Brasil S.A., em conjunto com a Bandeirante a Escelsa e a Energest, como beneficiadoras do crédito, celebraram Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo junto ao BNDES ("CALC"), no montante total de R\$900,0 milhões, tendo por finalidade a realização de investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia. A EDP = Energias do Brasil S.A. é fiadora e solidariamente responsável pelo cumprimento das obrigações decorrentes deste contrato. Trata-se de uma modalidade de financiamento direto (sem intermediação de um agente financeiro), criada pelo BNDES em 2005, que visa simplificar os procedimentos de acesso a linhas de financiamento para empresas ou grandes grupos que representem baixo risco de crédito.

Este contrato foi aprovado em dezembro de 2008, no montante de R\$153,3 milhões para a Bandeirante, com a finalidade de implantação de seu programa de investimentos de 2008 a 2010 em expansão, modernização e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica. Os recursos aprovados ficam disponíveis para saque durante 60 meses.

A 1ª liberação efetuada para a Companhia de R\$86,4 milhões ocorreu em 23 de dezembro de 2009, sendo amortizável em 72 meses e com período de carência até 15 de maio de 2011, vencendo-se a primeira prestação em 15 de junho de 2011 e a última em 15 de maio de 2017, com juros que variam entre 2,32% a.a. acima da TJLP e juros fixos de 4,50% a.a., vencíveis a partir de 17 de fevereiro de 2010 trimestralmente durante a carência e mensalmente após esse período. A dívida é garantida por vinculação de parcela de receita da Bandeirante proveniente da prestação dos serviços de energia elétrica, no valor equivalente a, no mínimo, 130% do valor da maior prestação do financiamento, incluindo principal, juros e demais acessórios definidos no contrato. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$86,5 milhões.



O vencimento de cada subcrédito a ser liberado às beneficiárias deverá ocorrer no prazo máximo de 120 meses, sendo que as beneficiárias se obrigam, nos termos do contrato, a utilizar o total do crédito no prazo de cinco anos a contar de sua data de assinatura.

O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento. As beneficiárias se obrigam a durante todo o prazo de vigência dos respectivos financiamentos, manter o indicador Dívida Financeira Bruta sobre o EBITDA menor ou igual a 3,5.

Resultado dos swaps

Essas operações financeiras encontram-se valoradas pelo valor justo.

Swap JP Morgan - Operação de *hedge* junto ao Banco JP Morgan com swap de variação monetária de Euro, onde a Companhia paga na ponta passiva 73,6% do CDI, e o Banco paga na ponta ativa 100% de variação cambial de Euro, firmado em 15 de março de 2004 no valor de €12.720 mil, com vencimento final em 2 de janeiro de 2009. Em 11 de julho de 2005 esta operação foi repactuada com a diminuição do percentual do CDI para 59,8%. Operação liquidada em janeiro de 2009.

Adicionalmente, existem outras operações de *hedge* junto ao Banco JP Morgan com swap de variação monetária de dólar, em que a Companhia paga, na ponta passiva 71,6% do CDI, e o banco paga, na ponta ativa, 100% de variação cambial de dólar, firmado em 28 de julho de 2004 no valor de US\$586 mil, com vencimento final em 2 de janeiro de 2009. Operação liquidada em janeiro de 2009.

Swap Citibank - Operações de *hedge* junto ao Banco Citibank com swap de variação monetária de dólar, onde a Companhia paga na ponta passiva 79,94% do CDI, e o Banco paga na ponta ativa 100% de variação cambial de dólar, firmado em 13 de novembro de 2003 no valor de US\$ 490 mil, com vencimento final em 29 de janeiro de 2009. Operação liquidada em janeiro de 2009.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da EDP Escelsa.

BNDES (Moeda nacional)

Contrato firmado em agosto de 2006, com repasse de recursos através do Banco Alfa, destinado ao programa de investimentos em subestações, transmissão e distribuição de energia elétrica. No exercício de 2006 foram liberados recursos no montante de R\$17.320. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 4,8% a.a. + TJLP, exigíveis mensalmente a partir do dia 15 de outubro de 2006, juntamente com as prestações do principal e com vencimento final em 15 de setembro de 2010. A garantia pactuada é parte do faturamento mensal decorrente dos serviços de energia elétrica, no valor correspondente ao mínimo de 130% das prestações do principal e acessórios da dívida.

BNDES contrato nº. 88.426 / Agente Banco do Brasil

Assinado em dezembro de 2007, empréstimo destinado à implantação do Programa de Investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica, sendo a 1ª liberação em janeiro de 2008, no valor de R\$27.054 e a 2ª liberação em maio de 2008, no valor de R\$6.106, com recursos do BNDES (FINEM/FINAME) através do Banco do Brasil, amortizável em 72 parcelas mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2008 e a última em 15 de junho de 2014, com juros de 3,3% a.a. indexado a TJLP. Garantia com vinculação de receitas equivalentes a 130% do valor da maior prestação de financiamento. Esta operação estabelece covenant da relação Dívida Financeira Bruta / EBITDA, em índice não superior a 3,5, atendido até este momento.



BNDES contrato nº. 88.426 / Agente Banco Santander

Assinado em dezembro de 2007, empréstimo destinado à implantação do Programa de Investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica, sendo a 1ª liberação em janeiro de 2008 no valor de R\$27.054 e a 2ª liberação em maio de 2008, no valor de R\$6.106, com recursos do BNDES (FINEM/FINAME) através do Banco Santander, amortizável em 72 parcelas mensais, vencendo-se a primeira em 15 de julho de 2008 e a última em 15 de junho de 2014, com juros de 3,3% a.a., indexado a TJLP. Garantia com vinculação de receitas equivalentes a 130% do valor da maior prestação de financiamento. Esta operação estabelece covenant da relação Dívida Financeira Bruta / EBITDA, em índice não superior a 3,5, atendido até este momento.

BNDES BB/CALC

Contrato de Abertura de Limite de Crédito com o BNDES ("CALC")

Em 29 de janeiro de 2009, a EDP – Energias do Brasil S.A., em conjunto com a Bandeirante a Escelsa e a Energest, como beneficiadoras do crédito, celebraram Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo junto ao BNDES ("CALC"), no montante total de R\$900,0 milhões, tendo por finalidade a realização de investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia. A EDP - Energias do Brasil S.A. é fiadora e solidariamente responsável pelo cumprimento das obrigações decorrentes deste contrato. Trata-se de uma modalidade de financiamento direto (sem intermediação de um agente financeiro), criada pelo BNDES em 2005, que visa simplificar os procedimentos de acesso a linhas de financiamento para empresas ou grandes grupos que representem baixo risco de crédito.

Este contrato foi aprovado em dezembro de 2008, no montante de R\$153,3 milhões para a Bandeirante, com a finalidade de implantação de seu programa de investimentos de 2008 a 2010 em expansão, modernização e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica. Os recursos aprovados ficam disponíveis para saque durante 60 meses.

A 1ª liberação efetuada para a Companhia de R\$86,4 milhões ocorreu em 23 de dezembro de 2009, sendo amortizável em 72 meses e com período de carência até 15 de maio de 2011, vencendo-se a primeira prestação em 15 de junho de 2011 e a última em 15 de maio de 2017, com juros que variam entre 2,32% a.a. acima da TJLP e juros fixos de 4,50% a.a., vencíveis a partir de 17 de fevereiro de 2010 trimestralmente durante a carência e mensalmente após esse período. A dívida é garantida por vinculação de parcela de receita da Bandeirante proveniente da prestação dos serviços de energia elétrica, no valor equivalente a, no mínimo, 130% do valor da maior prestação do financiamento, incluindo principal, juros e demais acessórios definidos no contrato. O saldo devedor deste contrato, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$103,7 milhões.

O vencimento de cada subcrédito a ser liberado às beneficiárias deverá ocorrer no prazo máximo de 120 meses, sendo que as beneficiárias se obrigam, nos termos do contrato, a utilizar o total do crédito no prazo de cinco anos a contar de sua data de assinatura.

O contrato apresenta hipóteses usuais de inadimplemento. As beneficiárias se obrigam a durante todo o prazo de vigência dos respectivos financiamentos, manter o indicador Dívida Financeira Bruta sobre o EBITDA menor ou igual a 3,5.



Cédulas de Crédito Bancário

Contratos firmados em fevereiro de 2007, no valor total de R\$40.400, sendo R\$20.200 firmado junto ao Banco do Brasil S.A. e R\$20.200 junto ao Banco Santander Banespa. Sobre o valor do empréstimo incidem juros à razão de 105% do CDI, capitalizados diariamente. Principal vincendo em 5 parcelas anuais sendo a primeira em 9 de fevereiro de 2010 e a última em 10 de fevereiro de 2014 e juros semestrais vincendos a partir de 9 de agosto de 2007 a 10 de fevereiro de 2014. Esta operação estabelece covenant da relação dívida bruta/ EBITDA em índice não superior a 3,5, atendido até este momento. As condições são idênticas para ambas instituições financeiras.

Eletrobrás

(i) Programa Luz para Todos - 1ª etapa - Contrato ECFS 031/04 - Linha de crédito no valor de R\$30.968, a título de financiamento (RGR) R\$4.764, a título de subvenção econômica concedida pela Eletrobrás e R\$4.764 subvenção econômica concedida pelo Governo do Estado do Espírito Santo – Programa instituído pelo Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás. Contrato firmado em 21 de maio de 2004, sendo que em 2004 foram liberados recursos no montante de R\$11.520, em 2005, R\$10.611, em 2006, R\$4.788, em 2008 R\$3.264 totalizando R\$30.183. Sobre o valor do principal incide juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., pagos mensalmente a partir do dia 30 de outubro de 2004. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de agosto de 2006 até 30 de julho de 2016 com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito.

(ii) Programa Luz para Todos - 2ª etapa - Contrato ECFS 106/05 - Linha de crédito no valor de R\$50.304 mil, a título de financiamento (RGR), R\$7.739, a título de subvenção econômica concedida pela Eletrobrás e R\$7.739 subvenção econômica concedida pelo Governo do Estado do Espírito Santo - Programa instituído pelo Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás. Contrato firmado em 20 de novembro de 2005, sendo que em 2006 foram liberados recursos no montante de R\$20.613, 2007 R\$ 26.218 e 2008 R\$415. Sobre o valor do principal incidem juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., pagos mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2006. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de maio de 2008 até 30 de abril de 2018 com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito.

(iii) Programa Luz para Todos – 3º etapa - Contrato ECFS 181/07 - Linha de crédito no valor de R\$75.764, a título de financiamento e R\$10.102, a título de subvenção econômica concedida pela Eletrobrás - Programa instituído pelo Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás. Contrato firmado em 25 de junho de 2007, sendo que em 2008 foram liberados recursos no montante de R\$42.933. Sobre o valor do principal incidem juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., pagos mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2008.



As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de abril de 2010 até 30 de março de 2020 com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito.

(iv) Programa Luz para Todos – 4º etapa - Contrato ECFS 258/09 - Linha de crédito no valor de R\$56.737, a título de financiamento e R\$7.565, a título de subvenção econômica concedida pela Eletrobrás - Programa instituído pelo Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás. Contrato firmado em 28 de agosto de 2009, sendo que em 2009 foram liberados recursos no montante de R\$19.291. Sobre o valor do principal incidem juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a., pagos mensalmente a partir do dia 30 de janeiro de 2010. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do dia 30 de janeiro de 2012 até 30 de dezembro de 2021 com garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias. Sobre o saldo não desembolsado incide uma comissão de reserva de crédito de 1% a.a., vincendo no dia 30 de cada mês, até o encerramento do crédito.

(v) Programa Reluz – Contratos diversos firmados com a Eletrobrás, relativos ao Programa de Financiamento a Projetos de Conservação e Eficiência Energética, para os Municípios de Vila Velha, Serra, Ibiraçu, Aracruz, João Neiva, Alfredo Chaves e Santa Maria de Jetibá, no valor contratado de R\$17.969, sendo que foram liberados recursos no montante de R\$14.528. Sobre os contratos incidem juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1% a.a. sobre o saldo devedor, incorporados mensalmente durante o período de carência. As prestações do principal serão exigíveis mensalmente a partir do término da carência. Vencimento da primeira parcela em 30 de julho de 2002 e a última em 30 de novembro de 2013. Garantia de vinculação da receita própria e notas promissórias.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Enerpeixe

O saldo de empréstimos e financiamentos decorre de apoio financeiro do BNDES, no valor total de R\$670.000, aprovado nos termos da decisão de Diretoria do BNDES, n.º 691/2003, de 10 de novembro de 2003, e contratado em 21 de maio de 2004, sendo R\$335.000 diretamente e R\$335.000 através de agentes financeiros.

As principais condições do financiamento são:

- (i) Amortização: (a) Para os subcréditos "A" e "C", 12 prestações mensais e sucessivas, vencendo a primeira parcela em 15 de março de 2007 e a última em 15 de fevereiro de 2008, já liquidados; e (b) Para os subcréditos "B" e "D", 95 prestações mensais e sucessivas, vencendo a primeira parcela em 15 de março de 2008 e a última em 15 de janeiro de 2016.
- (ii) Encargos: (a) Para os subcréditos "A" e "C", taxa variável reajustada trimestralmente com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos em moeda estrangeira, acrescido de 4,5% a.a., durante o prazo em que vigorar a fiança da controladora indireta EDP - Energias de Portugal; (b) Para os subcréditos "B" e "D", índice Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, acrescido de 4,5% a.a., durante o prazo em que vigorar a fiança da EDP - Energias de Portugal; e (c) Os spreads



acima mencionados poderão ser de 6% a.a. a partir da data em que vigorar a fiança da controladora direta EDP - Energias do Brasil S.A., em substituição à fiança da EDP - Energias de Portugal, o que poderá ocorrer a partir de janeiro de 2008 somente por solicitação da Enerpeixe e da Companhia. Esta taxa poderá ser reduzida para 5% a.a., caso a EDP - Energias do Brasil S.A. apresente índice de capitalização mínimo de 38% e a Enerpeixe apresente índice de cobertura do serviço da dívida de 1,3. O índice de cobertura do serviço da dívida é calculado a partir da divisão da geração de caixa da atividade pelo serviço da dívida, com base em informações registradas nas demonstrações financeiras, com medições semestrais em junho e dezembro.

- (iii) Garantias e obrigações: (a) Penhor de ações correspondentes a 60% do capital social da beneficiária, detidos pela EDP – Energias do Brasil S.A.; (b) Penhor dos direitos emergentes da concessão, incluindo, dentre outros: (b.1) os direitos de crédito da beneficiária, decorrentes da venda de energia produzida pela UHE Peixe Angical às Companhias: Bandeirante Energia S.A., Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA, Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL e Centrais Elétricas Mato-grossenses S.A. – CEMAT; (b.2) as garantias constantes do Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVEs; (c) Manter em conta reserva financeira o valor equivalente a, no mínimo, três meses da parcela de amortização, juros e encargos, bem como, três meses de pagamento do Contrato de O&M (Contrato de Operação e Manutenção), durante a fase de amortização; e (d) Carta de fiança da EDP - Energias de Portugal, regida pelas leis portuguesas. Em 31 de dezembro de 2009, as cláusulas restritivas desses contratos encontravam-se em pleno atendimento.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Investco

BNDES

(i) Contrato de Financiamento mediante abertura de crédito celebrado com o BNDES, com interveniência dos Acionistas da Investco e dos seus controladores, em 21 de setembro de 2000, no montante total de R\$180.000, com taxa de juros de 4% a.a. acima da TJLP, exigíveis trimestralmente no dia 15 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano, no período compreendido entre 15 de outubro de 2000 e 15 de outubro de 2002 e, mensalmente, a partir do dia 15 de novembro de 2002. O principal está sendo amortizado em 120 prestações mensais e sucessivas, calculadas de acordo com o Sistema de Amortização Crescente (Tabela Price), a partir de 15 de novembro de 2002 e com último vencimento em 15 de outubro de 2012. Como garantias, foram dadas, em caução, parte das ações ordinárias de emissão da Investco, nota promissória e cessão de direitos de contratos.

(ii) Contrato de abertura de crédito mediante repasse de empréstimo contratado com o BNDES celebrado com o Banco Itaú, Bradesco, BBA Creditanstalt e Banco ABC, com interveniência dos acionistas da Investco e dos seus controladores, em 21 de setembro de 2000, no montante de R\$120.000, com taxa de juros de 4% a.a. acima da TJLP, exigíveis trimestralmente durante o prazo de carência de pagamento do principal pelos 24 meses iniciais e, junto ao do principal, em 120 prestações



mensais e sucessivas, a partir de 15 de novembro de 2002 e com último vencimento em 15 de outubro de 2012. Como garantias, foram dadas em caução parte das ações ordinárias de emissão da Investco S.A., nota promissória e cessão de direitos de contratos.

Banco da Amazônia - BASA

(i) Contrato de financiamento celebrado em 30 de setembro de 1999, amortizado mensalmente em 72 parcelas, entre 10 de novembro de 2003 e 10 de outubro de 2009, no montante total de R\$50.000, com juros de 11,5% a.a., exigíveis mensalmente, sendo no período de carência exigido apenas o valor correspondente a 50% desses encargos e, os 50% restantes, capitalizados e incorporados ao saldo devedor, para pagamento com as parcelas de amortização do principal. Conforme aditivo firmado em dezembro de 2007, para garantia desse financiamento foram dados máquinas e equipamentos em alienação fiduciária e fiança bancária do Unibanco S.A. no valor de R\$18.937. Esse financiamento foi liquidado em 10 de outubro de 2009.

(ii) Contrato de financiamento celebrado em 28 de dezembro de 2000, no montante de R\$44.300, com prazo de amortização de 84 meses, incluídos 36 meses de carência, sendo a primeira parcela do principal exigível em 10 de fevereiro de 2004 e a última em 10 de janeiro de 2011, com juros de 11,5% a.a., exigíveis mensalmente e, no período de carência, exigido apenas o valor correspondente a 50% desses encargos e, os 50% restantes, capitalizados e incorporados ao saldo devedor, para pagamento com as parcelas de amortização do principal. Conforme aditivo firmado em dezembro de 2007, para garantia desse financiamento foram dados alienação fiduciária de equipamentos da Usina e fiança bancária do Unibanco S.A. no valor de R\$18.937. Estes contratos não possuem covenants.

Safra Leasing

Safra Leasing S.A. - Em 10 de março de 2008, foi firmado um contrato de arrendamento mercantil no valor de R\$198. O prazo de amortização desse contrato é de 36 meses. Os encargos financeiros são variação do CDI acrescidos de 1,45% a.a., o pagamento da primeira parcela ocorreu em 14 de abril de 2008 e a última parcela tem vencimento previsto para 14 de março de 2011. O bem arrendado pela companhia foi um microônibus para uso exclusivo dos funcionários da Usina.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Castelo Energética S.A. - CESA ("CESA") e Pantanal Energética Ltda. ("Pantanal")

BNDES

Contrato firmado em fevereiro de 2002 pela CESA, destinado à implantação das três Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, sendo Viçosa e São João no Estado do Espírito Santo e Paraíso no Estado de Mato Grosso do Sul. No exercício de 2002, foram liberados recursos no montante de R\$39.280, em 2004, R\$17.565 e em 2007 R\$5.635. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 4,5% a.a. acrescido da variação da TJLP, exigíveis mensalmente, juntamente com as prestações do principal com vencimento final em 16 de julho de 2012. As garantias pactuadas são: (i) a vinculação dos recebíveis oriundos das autorizações outorgadas pela ANEEL, sejam por extinção das autorizações, compra e venda de energia elétrica e direito de gerar energia elétrica por suas PCH's; e (ii) do penhor de ações ordinárias nominativas, que compreendem a totalidade da participação da Energest S.A. na



Sociedade. No contexto da transferência da concessão da PCH Paraíso da CESA para a Pantanal, , os saldos deste financiamento correspondente à PCH Paraíso, bem como as respectivas condições estabelecidas no contrato, foram transferidos para a Pantanal.

Res. 2770 - Contrato de repasse de operação de crédito em moeda estrangeira n.º 231010028, firmado em 14 de março de 2008, pela CESA, junto ao Banco Santander S.A. no valor de US\$5.892, equivalente a R\$10.000, pelo prazo de 335 dias com vencimento final em 12 de fevereiro de 2009, a taxa de 4,81% a.a.. A amortização e os juros serão pagos de uma só vez no vencimento final do contrato. Garantia: aval em nota promissória em moeda estrangeira. Operação liquidada em fevereiro de 2009. Para este empréstimo foi realizada operação de swap cambial, com característica de hedge, junto ao Banco Santander S.A., em 14 de março de 2008, para troca de encargos originais do financiamento junto ao mesmo banco pela remuneração de 111,90 % do CDI. Operação liquidada em fevereiro de 2009.

Repasso de Recursos Captados em Reais no Exterior contrato junto ao Banco Santander S.A., n.º 231006019, firmado em 12 de fevereiro de 2009, pela CESA no valor de R\$11.864, pelo prazo de 60 dias com vencimento final em 13 de abril de 2009, à taxa de 123,50% do CDI. A amortização e os juros serão pagos de uma só vez no vencimento final do contrato. Garantia: aval em nota promissória e EDP Energias do Brasil S.A. como Interveniente Garantidor. Esta operação em 13 de abril de 2009, através de um aditamento ao contrato teve seu prazo de liquidação prorrogado para 12 de junho de 2009, mantendo ratificadas todas as demais cláusulas e condições do contrato original. Em 12 de junho, esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado em duas ocasiões, para 10 de setembro de 2009, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original. Em 10 de setembro de 2009, esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para 10 de março de 2010, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original. Em março de 2010, esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para março de 2011, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Energest

BNDES

Contrato firmado em outubro de 2001, com repasse de recursos através dos Bancos Itaú (líder), Alfa e Sudameris, destinado a investimentos na instalação da 4ª unidade geradora na UHE Marencehas. No exercício de 2001, foram liberados recursos no montante de R\$24.102. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 3,5% a.a. acrescido da variação da TJLP (moeda nacional) e de 3,5% a.a. acrescido da variação da UMBNDES (moeda estrangeira), exigíveis mensalmente, juntamente com as prestações do principal com vencimento final em 15 de outubro de 2010. A garantia pactuada é a vinculação das receitas oriundas da prestação de serviços de energia elétrica, no valor equivalente a, no mínimo, 1,4 vezes o valor da maior prestação devida pela beneficiária. Esta operação estabelece covenant da relação EBITDA/dívida financeira líquida, atendido até este momento.

Res. 2770 - Contrato de repasse de operação de crédito em moeda estrangeira n.º 231010058 firmado em 14 de março de 2008, junto ao Banco Santander S.A. no valor de US\$10.606, equivalente a R\$18.000, pelo prazo de 335 dias com vencimento final em 12 de fevereiro de 2009, à taxa de 4,81% a.a.. A amortização e os juros foram pagos de uma só vez no vencimento final do contrato. Garantia, aval em



nota promissória em moeda estrangeira. Operação liquidada em fevereiro de 2009. Para este empréstimo foi realizada operação de swap cambial, com característica de hedge, junto ao Banco Santander S.A., em 14 de março de 2008, para troca de encargos originais do financiamento junto ao mesmo banco pela remuneração de 111,90% do CDI. Operação liquidada em fevereiro de 2009.

Repasso de Recursos Captados em Reais no Exterior – contrato junto ao Banco Santander S.A., n.º 231006029, firmado em 12 de fevereiro de 2009, pela Energest S.A. no valor de R\$21.355, pelo prazo de 60 dias com vencimento final em 13 de abril de 2009, à taxa de 123,50% do CDI. A amortização e os juros serão pagos de uma só vez no vencimento final do contrato. Garantia: aval em nota promissória e fiança da Companhia. Esta operação, em 13 de abril de 2009, através de um aditamento ao contrato teve seu prazo de liquidação prorrogado para 12 de junho de 2009, mantendo ratificadas todas as demais cláusulas e condições do contrato original. Em 12 de junho, esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para 10 de setembro de 2009, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original. Em 10 de setembro de 2009, esta operação teve seu prazo de vencimento repactuado para 10 de março de 2010, mantendo-se todas as demais cláusulas de condições do contrato original.

Cédulas de Crédito Bancário

Contrato firmado em fevereiro de 2008, no valor total de R\$48.000, junto ao Banco do Brasil S.A.. Sobre o valor do empréstimo incide juros à razão de 106,6% do CDI, capitalizados diariamente. Principal vencendo em 5 parcelas anuais sendo a primeira em 20 de fevereiro de 2011 e a última, em 20 de fevereiro de 2015, e juros semestrais vencendo a partir de 20 de agosto de 2008 a 20 de fevereiro de 2015. Esta operação estabelece covenant da relação dívida líquida/ EBITDA em índice não superior a 3,5.

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Costa Rica Ltda. ("Costa Rica")

Eletrobrás

Financiamento ECF-1.568/97 – Contrato assinado pela Enersul, em 4 de novembro de 1997, no valor de R\$5.375, para financiamento da construção da Usina Hidrelétrica de Costa Rica, com recursos do Fundo de Investimentos da Eletrobrás – FINEL ("FINEL"), com juros de 6,5% a.a., com término em 31 de maio de 2014, amortização em 180 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com garantia em receita e nota promissória. Contrato repassado para a Costa Rica, através do "Contrato Particular de Promessa de Liberação de Devedor".

Informações adicionais sobre o serviço da dívida da Santa Fé Energia S/A

BNDES - Contrato firmado em maio de 2009, com repasse de recursos pelo Banco do Brasil. No dia 29 de maio de 2009, foram liberados recursos no montante de R\$64.000. Sobre o valor do principal incide juros à taxa de 1,9% a.a., acrescido da variação da TJLP, exigíveis mensalmente a partir de 15 de março de 2010, juntamente com as prestações do principal com vencimento final em 15 de fevereiro de 2024. A garantia pactuada prevê o penhor de ações da beneficiária em 100% a favor do Agente Financeiro. Esta operação estabelece covenant de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ("ICSD") de, no mínimo, 1,2 vezes, atendido até este momento.



Informações adicionais sobre o serviço da dívida da controlada em conjunto Porto do Pecém

Capital de Giro

Contrato de financiamento “ponte” para o Projeto de Pecém, firmado em 31 de janeiro de 2008, junto a um sindicato de bancos cujo coordenador é o Banco Citibank S.A. em moeda nacional, no montante de R\$192.000, com vencimento em 30 de abril de 2009, com incidência de juros de CDI mais 0,75% a.a. capitalizados diariamente e pagos mensalmente, principal com liquidação em única parcela em 30 de abril de 2009. Em 31 de janeiro de 2008 e 8 de abril de 2008, foram sacados os montantes de R\$24.000 e R\$168.000, respectivamente. Garantia: Aval dos acionistas, cada um responsável por 50% do valor total. Esta operação, em 30 de abril, através de um aditamento ao contrato, teve seu prazo de liquidação prorrogado para 29 de julho de 2009, bem como sua remuneração alterada para taxa CDI acrescida de 3,00% a.a., mantendo ratificadas todas as demais cláusulas e condições do contrato original. No dia 30 de setembro de 2009, houve novo aditamento ao contrato prorrogando a data de vencimento da operação para 30 de novembro de 2009 e mantendo inalteradas as taxas de remuneração e demais disposições do contrato. Operação quitada em 20 de outubro de 2009.

Contrato de financiamento “ponte” para o Projeto de Pecém firmado em 26 de fevereiro de 2008 junto a um sindicato de bancos cujo banco coordenador é o Banco Citibank S.A. em moeda estrangeira, no montante de US\$158 milhões, com vencimento em 30 de abril de 2009, com incidência de juros de LIBOR MENSAL mais 0,75% a.a. e pagos mensalmente, principal com liquidação em única parcela em 30 de abril de 2009. Em 4 de março de 2008 e 8 de abril de 2008, foram sacados os montantes de R\$219.682 e R\$31.838, respectivamente. Garantia: Aval dos acionistas, cada um responsável por 50% do valor total. Esta operação em 30 de abril de 2009, por meio de um aditamento ao contrato teve seu prazo de liquidação prorrogado para 29 de julho de 2009, bem como sua remuneração alterada para LIBOR MENSAL acrescida de 3,00% a.a. ao ano, mantendo ratificadas todas as demais cláusulas e condições do contrato original. No dia 30 de setembro de 2009, houve novo aditamento ao contrato prorrogando a data de vencimento da operação para 30 de novembro de 2009 e mantendo inalteradas as taxas de remuneração e demais disposições do contrato. Operação quitada em 30 de outubro de 2009.

BNDES

Contrato firmado em maio de 2009 e 1ª liberação ocorrida em 14 de outubro de 2009, no valor de R\$700 milhões do financiamento de longo prazo. O montante liberado permitiu a quitação dos empréstimos ponte em reais e ainda cobrirá os desembolsos previstos na implantação do empreendimento. O contrato de financiamento com o BNDES prevê um empréstimo no valor de R\$ 1,4 bilhão (em R\$ nominais, excluindo juros durante a construção), com prazo total de 17 anos, sendo 14 anos de amortização, e carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. O custo contratado é de TJLP mais 2,77% a.a. Durante a fase de construção, os juros serão capitalizados.



BID

Contrato firmado em março de 2009 e 1ª liberação ocorrida em 30 de outubro de 2009 no valor de US\$ 260 milhões do financiamento de longo prazo. O montante total desembolsado consiste em US\$117 milhões do empréstimo direto ("A Loan") e em US\$143 milhões do empréstimo indireto ("B Loan"). O contrato de financiamento com o BID prevê um A Loan no montante total de US\$ 147 milhões, e B Loan no montante total de US\$ 180 milhões, com prazo total de 17 anos no A Loan e 13 anos no B Loan, com carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. As taxas iniciais do A Loan e B Loan são Libor + 350 bps e Libor + 300 bps, respectivamente, com step ups ao longo do período. O referido empréstimo de longo prazo, em dólares americanos, por sua vez, já foi objeto de contratação tanto de hedge cambial quanto de swap de taxa de juros (de Libor para taxa fixa). O consórcio responsável pelo B Loan é composto pelos bancos Millenium BCP, Caixa Geral de Depósitos e Calyon.

Resultado dos swaps

Operação de proteção junto ao Banco Citibank S.A. de NDF (Non Deliverable Forwards), firmado em 17 de outubro de 2007, no valor total de US\$ 406,736,000, com vencimentos entre janeiro de 2009 e outubro de 2012, com a paridade inicial contratada de R\$/US\$ 1.8138. Operação de proteção junto aos Bancos Citibank e BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual") de NDF (Non Deliverable Forwards), firmado em 30 de junho de 2009, no valor total de EUR 26.059.929,27, com vencimentos entre julho de 2009 e janeiro de 2012, com a paridade inicial contratada de EUR/US\$ 1,4040. Operação de proteção junto aos bancos HSBC e BTG Pactual de NDF (Non Deliverable Forwards), firmado em 01 de julho de 2009, no valor total de EUR 10.134.416,94, com vencimentos entre julho de 2009 e janeiro de 2012, com a paridade inicial contratada de EUR/R\$ 2,7300.

Operação de proteção junto aos Bancos Citibank e BTG Pactual S.A. de NDF (Non Deliverable Forwards), firmado em 30 de junho de 2009, no valor total de US\$ 106,592,330.70, com vencimentos entre julho de 2009 e janeiro de 2012, com a paridade inicial contratada de US\$/R\$ 1,9678. Operação de Swap junto ao Banco Citibank, contratado em 16 de outubro de 2007, no valor de US\$ 140,521,000, com início em 2 de abril de 2012 e vencimento final em 1º de outubro de 2024, onde a Companhia paga na ponta passiva variação do US\$ acrescida de 5,82% a.a. e o Banco na ponta ativa paga 100% de LIBOR. Operação de Swap junto ao Banco Citibank, contratado em 16 de outubro de 2007, no valor de US\$ 186,479,000, com início em 2 de abril de 2012 e vencimento final em 1º de outubro de 2021, onde a companhia paga na ponta passiva variação do US\$ acrescida de 5,79% a.a. e o Banco na ponta ativa paga 100% de LIBOR. Operação de Swap junto ao Banco Citibank, para a cobertura dos juros capitalizados durante a construção da usina de Pecém referentes ao financiamento junto ao BID, contratado em 2 de julho de 2009, no valor de US\$ 280,815,287, com início em 16 de novembro de 2009 e vencimento final em 16 de novembro 2011, onde a Companhia paga na ponta passiva variação do dólar acrescida de 2,085% a.a. e o Banco paga na ponta ativa 100% de LIBOR.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia detém um limite de crédito de R\$ 709,8 milhões junto ao BNDES, saldo remanescente do CALC - Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.1025.1 que poderá ser utilizado para financiamento de CAPEX da Bandeirante Energias S.A., Escelsa – Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. e Energest S.A.. A UTE Porto do Pecém I dispõe de 4 de limites de créditos junto ao BNDES e ao BID de R\$ 700 e US\$ 67 milhões, respectivamente.



h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Demonstração de Resultado

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da Companhia deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da Companhia relativa aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, e com as informações contábeis trimestrais, relativas aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2010 e de 2009 e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens deste Formulário de Referência, em especial as do item 3 e demais subitens deste item 10.

A seguinte discussão e análise contém projeções que envolvem riscos e incertezas. Os resultados efetivos da Companhia poderão diferir de modo relevante daqueles discutidos nas projeções em razão de vários fatores, inclusive aqueles indicados em "Fatores de Risco" e "Considerações sobre Estimativas e Projeções" nos itens 4 e 11 deste Formulário de Referência. A análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado das operações a seguir deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas incluídas dos períodos abaixo indicados

Resultados operacionais em 2007, 2008 e 2009

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados. Ressaltamos que os valores relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 refletem os dados reapresentados das demonstrações financeiras para fins de comparação com as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, decorrente das alterações introduzidas pela Lei n.º 11.638 e os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC.

Adicionalmente, as informações abaixo não são totalmente comparáveis entre os períodos em função das mudanças de práticas contábeis mencionadas anteriormente e pelas Permutas de Lajeado e Pecém.

Em R\$ milhões	2007	2008	2009
Receita operacional bruta	6.908,5	6.953,0	6.995,6
Fornecimento de energia elétrica	2.395,2	2.616,4	2.555,2
Suprimento de energia elétrica	380,9	562,4	926,0
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	3.966,8	3.553,5	3.331,0
Outras receitas operacionais	165,6	220,7	183,4
Dedução da receita operacional bruta	(2.381,0)	(2.342,5)	(2.347,3)
Suvenção - CCC e CDE	(503,9)	(360,1)	(363,5)
Pesquisa e Desenvolvimento	(51,5)	(47,1)	(42,7)
Quota para reserva global de reversão	(41,7)	(40,1)	(42,2)
Encargo de capacidade emergencial	(25,1)	-	-
Impostos e contribuições sobre a venda	(1.758,8)	(1.895,3)	(1.898,9)
Receita operacional líquida	4.527,5	4.610,5	4.648,3
Custo do serviço da energia elétrica			
Custo com energia elétrica	(2.421,1)	(2.376,5)	(2.435,8)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.882,6)	(1.921,8)	(1.924,1)
Encargos de uso da rede elétrica	(538,5)	(454,8)	(511,6)
Custo de operação	(725,4)	(668,4)	(592,4)



Pessoal	(176,3)	(152,7)	(146,2)
Materiais e serviços de terceiros	(224,6)	(207,7)	(166,6)
Depreciações e amortizações	(271,0)	(269,8)	(251,5)
Outros custos de operação	(53,5)	(38,2)	(28,1)
Custo do serviço prestado a terceiros	(3,4)	(18,9)	(2,9)
Lucro operacional bruto	1.377,6	1.546,6	1.617,2
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(568,3)	(629,8)	(502,3)
Despesas gerais e administrativas	(126,0)	(96,0)	(42,0)
Depreciações e amortizações	(319,9)	(285,0)	(322,0)
Outras despesas operacionais	(42,6)	(176,8)	(52,5)
	(79,8)	(72,1)	(85,8)
Resultado do serviço	809,3	916,8	1.115,0
Resultado das participações societárias	-	-	(1,7)
Receitas financeiras	242,6	223,9	279,3
Despesas financeiras	(534,0)	(544,8)	(445,0)
Resultado financeiro	(291,4)	(320,9)	(165,7)
Lucro operacional	517,9	595,9	947,5
Outras receitas	7,3	10,7	55,4
Outras despesas	(19,0)	(14,9)	(28,1)
Outros resultados	(11,7)	(4,2)	27,3
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	506,2	591,7	974,8
Imposto de renda e contribuição social correntes	(142,5)	(149,7)	(163,9)
Imposto de renda e contribuição social correntes	14,2	(77,3)	(60,5)
Lucro líquidos antes da reversão dos juros sobre capital próprio	377,9	364,7	750,4
Reversão dos juros sobre capital próprio	136,8	133,5	50,8
Lucro líquidos antes da participação minoritária e partes beneficiárias	514,7	498,2	801,2
Participação de minoritários	(60,8)	(103,0)	(160,3)
Partes beneficiárias	(3,6)	(6,5)	(15,8)
Lucro líquido do exercício	450,3	388,8	625,1
Lucro por ação	2,8	2,4	3,9

Comparação dos resultados consolidados nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2009 e 31 de dezembro de 2008.

Receita operacional

A receita operacional da Companhia atingiu R\$6.995,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, representando um aumento de 0,6% em relação à receita operacional de R\$6.953,0 milhões do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, principalmente em razão da Permuta Lajeado, tendo em vista que a receita operacional da Enersul era maior do que a receita operacional das empresas que direta e indiretamente controlam a UHE Lajeado, bem como da redução do volume de venda das distribuidoras da Companhia em decorrência da crise econômica mundial.

Dedução da receita operacional

As deduções da receita operacional da Companhia aumentaram 0,2%, atingindo R\$2.347,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$2.342,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, as deduções da receita operacional representaram 50,5% da receita operacional líquida contra 50,8% no mesmo período do exercício social anterior. Tal variação absoluta e também percentual das deduções da receita deve-se à redução na alíquota efetiva de impostos sobre a receita.



Receita operacional líquida

O total da receita operacional líquida verificada no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 atingiu um valor de R\$4.648,3 milhões, o que representa um aumento de 0,8% em relação ao mesmo período do exercício social anterior, quando o valor foi de R\$4.610,5 milhões. Os principais determinantes da variação da receita líquida em 2009 foram:

- Na geração:
 - Crescimento do volume de energia vendida de 24,6% em consequência principalmente da consolidação do volume vendido pela Lajeado Energia e Investco (+1.419 GWh) durante todo o ano de 2009 e do início de entrega de energia pela PCH Santa Fé (+140 GWh); e
 - Aumento médio de 3,3% nas tarifas praticadas.
- Na distribuição:
 - Crescimento de 1,5% no volume de energia vendida a clientes finais foi impulsionado pelo crescimento das classes residencial e comercial e pela recuperação da classe industrial;
 - Incremento das tarifas médias devido aos reajustes tarifários na EDP Bandeirante e EDP Escelsa;
 - Saída da Enersul da consolidação do Grupo desde setembro de 2008, em função da Permuta Lajeado, o que impactou negativamente a receita operacional líquida da Companhia.
 - Volume de energia em trânsito em 2009 foi 13,3% inferior ao registrado em 2008, reflexo principalmente da redução de demanda causada pela crise mundial. Porém, a receita de disponibilização do sistema de distribuição (TUSD) cresceu 6%, pois a maior parte da receita proveniente dos clientes livres é referente à contratação do uso da rede, além dos reajustes tarifários.
- Na comercialização:
 - O crescimento de 17,9% no volume de energia comercializada explica o incremento de 7,8% na receita líquida, que totalizou R\$ 763,2 milhões.

A receita da taxa de uso do sistema de distribuição - outros (TUSD - outros) atingiu R\$ 559,4 milhões, ou 6% acima do valor registrado em 2008, apesar da crise financeira e da redução de consumo dos clientes livres.

Custo com energia elétrica

O custo com energia elétrica no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foi de R\$2.435,8 milhões, o que representou um aumento de 2,5% em relação ao exercício social anterior, quando o valor foi de R\$2.376,5 milhões. O aumento do custo é devido às diferenças entre os preços com cobertura tarifária e os preços efetivamente incorridos, bem como a menor compra de energia em decorrência das condições do mercado, além dos fatores abaixo descritos.



Energia elétrica comprada para revenda: Os custos com aquisição de energia elétrica para revenda aumentaram 0,1%, atingindo R\$1.924,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$1.921,8 milhões no exercício social anterior, em decorrência da necessidade menor de compra de energia junto a terceiros, como resultado da Permuta Lajeado.

Encargos de uso da rede elétrica: Os custos com encargos de uso da rede elétrica cresceram 12,5%, atingindo R\$511,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$454,8 milhões no exercício social anterior, principalmente devido ao efeito das diferenças entre os preços com cobertura tarifária e os preços efetivamente incorridos, uma vez que nas distribuidoras esses diferenciais são repassados às tarifas e o repasse ocorrido em 2009 foi maior do que o repasse ocorrido em 2008, o qual foi compensado parcialmente pelo menor uso de sistema de transmissão resultado da Permuta Lajeado.

Em relação à receita operacional líquida, o custo com energia elétrica aumentou para 52,4% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparado a 51,5% do exercício social anterior, em decorrência dos fatores apresentados acima.

Custo de operação

Os custos de operação no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foram de R\$592,4 milhões, o que representa uma diminuição de 11,4% em relação ao ano anterior, quando o valor foi de R\$668,4 milhões.

Pessoal: Os custos com pessoal diminuíram 4,3%, atingindo R\$146,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$152,7 milhões no exercício social anterior, devido:
(i) a menores gastos decorrentes da redução de pessoal como resultado da Permuta Lajeado; e
(ii) ao projeto Vencer, implantado em março de 2009, que teve como foco a redução de 40% do número de chefias e a otimização da estrutura organizacional do Grupo.

Materiais e serviços de terceiros: Os custos com materiais e serviços de terceiros diminuíram 19,8%, atingindo R\$166,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$207,7 milhões no exercício social anterior, devido à Permuta Lajeado, que reduziu a necessidade da contratação de serviços de terceiros para servir a rede da Enersul.

Depreciações e amortizações: As depreciações e amortizações diminuíram 6,8%, atingindo R\$251,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$269,8 milhões no exercício social anterior, devido à Permuta Lajeado, tendo em vista que em 2008 foi amortizado ágio relativo à aquisição da Enersul.

Outros custos de operação: Os outros custos de operação diminuíram 26,4%, atingindo R\$28,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 contra R\$38,2 milhões no exercício social anterior, devido basicamente à Permuta Lajeado.



Em relação à receita operacional líquida, os custos da operação diminuíram para 12,7% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparado a uma redução de 14,5% no exercício social anterior, em decorrência dos fatores acima apresentados.

Despesas operacionais

As despesas operacionais da Companhia diminuíram 20,2%, atingindo R\$502,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, contra R\$629,8 milhões no exercício social anterior, principalmente em virtude da Permuta Lajeado, que resultou na diminuição da receita operacional da Companhia e, em decorrência disto, na redução das despesas operacionais da Companhia, o que foi compensado pelo aumento das despesas com vendas na EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

Em relação à receita operacional líquida da Companhia, as despesas operacionais diminuíram para 10,8% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparado a 13,7% no mesmo período em 2008, em razão dos motivos expostos acima.

Resultado do serviço

O resultado do serviço cresceu 21,6%, atingindo R\$1.115,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, contra R\$916,8 milhões no exercício social anterior, principalmente em virtude do acima exposto nas rubricas de receita operacional, custos com energia elétrica e de operação, além das despesas operacionais.

O resultado do serviço da Companhia representou 24,0% da receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparado a 19,9% no exercício social anterior.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foi de R\$165,7 milhões negativos, 48,4% inferior ao exercício social anterior, como resultado de variações cambiais positivas, dada a queda expressiva na cotação do dólar, durante o período, o efeito da Permuta Lajeado, além do impacto positivo da venda da ESC 90, uma ex-controlada da Companhia. Além disso, nessa rubrica também são contabilizados os juros sobre capital próprio, que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foi de R\$50,8 milhões, 61,9% menores do que os R\$133,5 milhões do exercício de 2008, em virtude de maior aproveitamento tributário.

Na composição da receita operacional líquida da Companhia, o resultado financeiro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foi de 3,6% negativos, comparado a 7,0% negativos no exercício social anterior.

Outros resultados

Os outros resultados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foram positivos em R\$27,3 milhões, em comparação ao resultado negativo de R\$4,2 milhões do exercício social anterior. Tal variação é explicada, principalmente, pela receita de R\$46,2 milhões, em decorrência da reversão da provisão para perdas da ESC 90 no momento de sua alienação em junho de 2009.

Na composição da receita operacional líquida da Companhia os outros resultados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foram de 0,6%, comparados a 0,2% negativo no exercício social anterior.



Imposto de renda e contribuição social

As despesas com imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 foram de R\$224,4 milhões, 1,1% inferiores ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, quando foram de R\$227,0 milhões, em decorrência do aumento do lucro tributável. Imposto de renda e contribuição social responderam por 4,8% da receita operacional líquida da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparados a 4,9% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008.

Participação de minoritários

A participação de minoritários no resultado consolidado atingiu R\$160,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, representando um crescimento de 55,6% na comparação com o exercício social anterior, quando foi de R\$103,0 milhões. Esta variação decorreu da Permuta Lajeado, uma vez que passamos a consolidar integralmente os resultados das empresas anteriormente pertencentes ao Grupo Rede (Lajeado Energia, Tocantins e Investco). Apesar da consolidação integral, não detemos 100% de todas as empresas, o que ocasionou o aumento da participação dos minoritários.

A linha de participação de minoritários respondeu por 3,4% da receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, comparado a 2,2% no exercício social anterior.

Lucro líquido

Em função dos efeitos analisados acima, o lucro líquido da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 atingiu R\$625,1 milhões, representando um crescimento de 60,8% na comparação com o ano anterior, quando foi de R\$388,8 milhões.

Comparação dos resultados consolidados nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2008 e 31 de dezembro de 2007.

Receita operacional

A receita operacional da Companhia atingiu R\$6.953,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, representando um aumento de 0,6% em relação à receita operacional de R\$6.908,5 milhões do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, principalmente em razão do aumento nos preços médios praticados pelas geradoras, do aumento do volume de venda das distribuidoras do grupo EDP, compensado pela Permuta Lajeado e pelo efeito negativo não recorrente de R\$183,1 milhões relativo à revisão da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") da Enersul, em dezembro de 2007, conforme descrito abaixo na descrição da receita operacional líquida.



Dedução da receita operacional

As deduções da receita operacional da Companhia diminuíram 13,9%, atingindo R\$2.048,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$2.380,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, principalmente em virtude da Permuta Lajeado, que resultou na diminuição do pagamento de tributos das deduções consolidadas, uma vez que sobre as operações da Enersul incidiam ICMS, CCC, CDE e PIS/COFINS, em comparação com apenas o PIS/COFINS incidente sobre a receita adicional das empresas que controlam a UHE Lajeado. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, as deduções da receita operacional representaram 41,8% da receita operacional líquida contra 52,6% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Receita Operacional Líquida

No exercício social encerrado em 2008, a receita operacional líquida apresentou crescimento de 8,3% sobre o mesmo período do exercício social anterior, totalizando R\$4.904,2 milhões. Os principais determinantes da evolução da receita líquida em 2008 foram:

- Na geração:

- Crescimento do volume de energia vendida de 15,1% em consequência principalmente do início de consolidação integral da Lajeado Energia desde setembro de 2008;

- Aumento médio de 12,3% nas tarifas praticadas; e

- Aproveitando os preços elevados do mercado spot durante o primeiro trimestre de 2008, que na média foi R\$/MWh 277, as geradoras da Companhia venderam suas sobras de energia neste período. Como resultado desses preços elevados, no exercício de 2008, obteve-se um preço médio no mercado spot de R\$/MWh 135,4, em comparação a um preço médio no mercado spot de R\$/MWh 97,3 no exercício de 2007.

- Na distribuição:

- Crescimento de 4,9% no volume de energia vendida a clientes finais pelas distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa;

- Quanto aos clientes livres, a demanda contratada cresceu 3,4% em 2008, apesar da uma redução do consumo efetivo de energia por estes clientes de 3,5% (as tarifas destes consumidores são fortemente impactadas pelo componente de demanda);

- Reajustes tarifários ocorridos em outubro de 2007, na EDP Bandeirante, e, em agosto de 2007, na EDP Escelsa, não compensaram totalmente o impacto negativo nas tarifas das revisões tarifárias ocorridas no período;



- A receita da taxa de uso do sistema de distribuição ("TUSD") - outros atingiu R\$526,6 milhões, ou uma redução de 14,6% em relação ao valor registrado em 2007, devido (i) à saída da Enersul da consolidação a partir de setembro de 2008, (ii) às revisões tarifárias ocorridas em 2007, que reduziu a TUSD da Companhia, e (iii) a transferência de carga da Eletropaulo, uma vez que parte da carga da Eletropaulo que era atendida via rede da EDP Bandeirante passou a ser atendida pela rede da própria concessionária Eletropaulo.

- Saída da Enersul da consolidação do Grupo a partir de setembro de 2008, em função da Permuta Lajeado; e

- Impacto negativo da provisão de R\$183,1 milhões, contabilizado na rubrica "Fornecimento não Faturado", referente à redução da BRR da Enersul determinada pela ANEEL em dezembro de 2007. Naquela data, a ANEEL reviu a contabilização dos ativos existentes da Enersul e concluiu que a BRR da Enersul estava com um valor adicional em relação ao valor considerado na revisão anterior, o que ocasionou a constituição de uma provisão para devolução aos consumidores do valor cobrado a maior nas tarifas pelo período de três anos a partir de abril de 2008.

- Na comercialização:

- O crescimento de 1,3% no volume de energia comercializada, combinado com o maior spread na comercialização de energia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 quando comparado com o exercício social anterior.

Custo com energia elétrica

O custo com energia elétrica no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foi de R\$2.663,6 milhões, o que representa um aumento de 10,0% em relação ao mesmo período do exercício social anterior, quando o valor foi de R\$2.421,1 milhões.

Energia elétrica comprada para revenda: Os custos com aquisição de energia elétrica para revenda cresceram 14,2%, atingindo R\$2.150,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$1.882,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, em decorrência (i) da redução das cotas alocadas às distribuidoras do Grupo para aquisição de energia de Itaipu que nos exigiu a aquisição de um volume maior de energia em leilões de energia e de energia de curto-prazo a preços mais elevados, e (ii) da apreciação do Dólar no período, que acarretou em aumento nos preços de compra de energia da Itaipu, que são estabelecidos em Dólar;

Encargos de uso da rede elétrica: Os custos com encargos de uso da rede elétrica diminuíram 4,8%, atingindo R\$512,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$538,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, principalmente pelo menor uso de sistema de transmissão pela saída da Enersul da consolidação por conta da Permuta Lajeado. Em relação à receita operacional líquida, o custo com o serviço de energia elétrica aumentou para 54,3% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 53,5% no mesmo período em 2007, em decorrência das razões expostas acima.



Custo de operação

Os custos de operação no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foram de R\$675,0 milhões, o que representou uma diminuição de 6,9% em relação ao mesmo período do exercício social anterior, quando o valor foi de R\$725,4 milhões. Esta variação decorreu da Permuta Lajeado, uma vez que os custos de uma geradora são inferiores a de uma distribuidora pela natureza do negócio e seus ativos.

Pessoal: Os custos com pessoal diminuíram 13,4%, atingindo R\$152,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$176,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, em decorrência da redução de pessoal resultante da Permuta Lajeado.

Materiais e serviços de terceiros: Os custos com materiais e serviços de terceiros diminuíram 7,5%, atingindo R\$207,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$224,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, devido à Permuta Lajeado, que reduziu a necessidade da contratação de serviços de terceiros para servir à rede da Enersul.

Depreciações e amortizações: As depreciações e amortizações diminuíram 0,4%, atingindo R\$269,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$271,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Outros custos de operação: Os outros custos de operação diminuíram 16,3%, atingindo R\$44,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 contra R\$53,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado. Em relação à receita operacional líquida, os custos da operação diminuíram para 13,8% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 16,0% no mesmo período em 2007.

Despesas operacionais

As nossas despesas operacionais cresceram 10,8%, atingindo R\$629,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, contra R\$568,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, tendo em vista que no primeiro semestre de 2008 foi amortizado ágio adicional no valor de R\$129,6 milhões relativo à aquisição da Enersul em função da Permuta Lajeado. Em relação à receita operacional líquida, as despesas operacionais da Companhia aumentaram para 12,8% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 12,6% no mesmo período em 2007.

Resultado do serviço

O resultado do serviço cresceu 13,3%, atingindo R\$916,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, contra R\$809,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, principalmente em virtude do acima exposto. Em relação à receita operacional líquida, o resultado do serviço aumentou para 18,7% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 17,9% no mesmo período em 2007.



Resultado financeiro

O resultado financeiro líquido consolidado no exercício social encerrado em 2008 foi negativo em R\$320,9 milhões, representando uma perda a maior em R\$29,4 milhões em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, que teve resultado financeiro negativo de R\$291,5 milhões. Contribuíram para este resultado: (i) a elevação da despesa financeira da dívida da Companhia, em função dos novos empréstimos tomados em 2008 para investimentos na distribuição e geração, além do empréstimo para cobertura parcial do direito de recesso decorrente da Permuta Lajeado, em que os acionistas dissidentes da EDP - Energias do Brasil exerceram o direito de venda das suas ações para a companhia a valor patrimonial por ação de R\$23,80, ou seja, no valor total de R\$312,0 milhões; e (ii) a menor remuneração recebida pelos nossos ativos regulatórios em 2008, em função da sua recuperação tarifária e redução dos ativos regulatórios da Companhia pelos quais receberam remuneração; parcialmente compensada pelo crescimento da receita de aplicações financeiras e multas moratórias em 2008.

Imposto de renda e contribuição social

As despesas com imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foram de R\$227,0, 76,9% superiores ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, quando foram de R\$128,3, em decorrência do aumento do resultado tributável. Imposto de renda e contribuição social responderam por 4,6% da receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparados a 2,8% no mesmo período em 2007.

Reversão dos juros sobre capital próprio

A reversão dos juros sobre capital próprio no nosso resultado consolidado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 atingiu R\$133,5 milhões, representando uma diminuição de 2,4% na comparação com o mesmo período de 2007, quando foi de R\$136,8 milhões. Esta variação decorreu de um melhor resultado acumulado no período. A participação da linha de reversão dos juros sobre capital próprio com relação à receita operacional líquida foi de 2,7% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 3,0% no mesmo período em 2007.

Participação de minoritários

A participação de minoritários no resultado consolidado da Companhia atingiu R\$103,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, representando um crescimento de 69,5% na comparação com o mesmo período de 2007, quando foi de R\$60,8 milhões. Esta variação decorreu da Permuta Lajeado, uma vez que, em decorrência desta permuta a Companhia passou a consolidar integralmente os resultados das empresas anteriormente pertencentes ao Grupo Rede (Lajeado Energia, Tocantins e Investco), mas apesar da consolidação integral, não detemos 100% de todas as empresas e por isso existe o aumento da participação dos minoritários. A linha de participação de minoritários respondeu por 2,1% de nossa receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, comparado a 1,3% no mesmo período em 2007.



Lucro Líquido

Em função dos efeitos analisados acima, o lucro líquido consolidado alcançou R\$ 388,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, 13,7% inferior ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, em que o lucro líquido foi de R\$450,4 milhões.

Balanço Patrimonial

As tabelas abaixo apresentam os Balanços Patrimoniais consolidados levantados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007:

Em R\$ milhões

ATIVO	2007	2008	2009
Circulante	2.710,8	2.123,0	3.037,7
Disponibilidades	689,2	499,9	1.102,0
Títulos a receber	9,8	-	-
Consumidores e concessionárias	904,3	779,3	988,5
Impostos e contribuições sociais	367,0	360,9	413,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	195,1	126,2	128,5
Estoques	9,6	10,1	13,2
Cauções e depósitos vinculados	16,0	76,9	69,6
Despesas pagas antecipadamente	42,4	8,4	2,6
Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"	297,1	116,6	113,7
Crédito por alienação de investimento	42,8	-	-
Ativos disponíveis para venda	-	-	39,1
Outros créditos	137,6	144,6	166,9
Não circulante	6.976,9	8.346,9	8.489,9
Realizável a longo prazo	1.264,1	952,5	880,2
Títulos a receber	16,9	-	-
Consumidores e concessionárias	114,8	123,2	94,4
Impostos e contribuições sociais	58,9	31,1	31,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	701,9	412,4	507,4
Partes relacionadas	23,8	22,1	-
Adiantamentos para futuros aumentos de capital	2,6	-	-
Cauções e depósitos vinculados	221,9	153,6	130,8
Despesas pagas antecipadamente	12,9	2,6	1,1
Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"	88,2	94,6	43,6
Outros créditos	22,4	112,9	71,9
Investimentos	6,9	42,1	24,0
Imobilizado	5.080,3	6.003,9	6.416,6
Intangível	625,6	1.348,5	1.169,0
Total do Ativo	9.687,7	10.469,9	11.527,6



PASSIVO			
Circulante	1.987,7	2.737,5	2.670,9
Fornecedores	446,6	456,7	530,4
Encargos de dívidas	8,2	21,7	24,5
Impostos e contribuições sociais	370,8	402,0	464,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6,8	2,0	-
Dividendos	214,8	313,1	391,9
Debêntures	24,3	218,5	209,3
Empréstimos e financiamentos	284,7	848,1	548,1
Benefícios pós-emprego	21,4	30,9	27,2
Conta de compensação de variação de custos da da parcela "A"	131,3	64,7	47,6
Devolução tarifária	137,4	-	37,2
Obrigações estimadas com pessoal	64,3	47,6	51,2
Encargos regulamentares e setoriais	163,0	157,7	156,9
Provisões para contingências	1,3	5,3	7,6
Outras contas a pagar	112,8	169,4	174,4
Não circulante	3.109,5	2.576,3	2.946,9
Fornecedores	0,2	-	-
Encargos de dívidas	3,1	-	1,3
Impostos e contribuições sociais	0,6	34,5	142,2
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19,8	-	15,5
Debêntures	1.120,3	654,2	451,9
Empréstimos e financiamentos	1.341,4	1.355,0	1.903,1
Benefícios pós-emprego	127,3	108,1	104,0
Devolução tarifária	45,8	-	-
Conta de compensação de variação de custos da da parcela "A"	36,9	18,4	58,4
Adiantamentos para futuros aumentos de capital	-	-	-
Encargos regulamentares e setoriais	-	2,8	14,9
Provisões para contingências	319,0	263,3	136,9
Provisão para passivo a descoberto	56,7	51,4	-
Reserva para reversão e amortização	17,2	17,2	17,2
Outras contas a pagar	21,1	71,3	101,4
Participações de minoritários	694,7	1.613,3	1.641,1
Patrimônio líquido	3.895,8	3.542,9	4.268,7
Capital social	3.182,7	3.182,7	3.182,7
Reservas de capital	35,3	35,3	96,7
Reservas de lucros	716,6	693,3	1.020,8
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	(30,2)
Ações em tesouraria	(24,3)	(372,5)	(6,6)
Lucros (prejuízos) acumulados	(14,5)	4,0	5,3
Total do passivo e patrimônio líquido	9.687,7	10.469,9	11.527,6



Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2008 e 31 de dezembro de 2009

Ativo

Circulante

Disponibilidades

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta disponibilidades era de R\$1.102,0 milhões, ou 120,4% superior a 31 de dezembro de 2008. Esta variação ocorreu devido, principalmente, às atividades operacionais da Companhia. A Conta de Disponibilidades representava 9,6% do ativo da Companhia em 31 de dezembro de 2009, em comparação com 4,8% em 31 de dezembro de 2008.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2009, a rubrica de contas a receber de consumidores e concessionárias era de R\$988,5 milhões, 26,8% superior a 31 de dezembro de 2008. Este aumento ocorreu em virtude, principalmente, do reconhecimento de valores a receber da Eletrobrás, relativos ao Programa Luz para Todos, nas distribuidoras, além do aumento do faturamento da comercializadora Enertrade. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 8,6% em 31 de dezembro de 2009 e 9,4% em 31 de dezembro de 2008.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2009, impostos e contribuições sociais eram de R\$413,6 milhões, 14,6% superior a 31 de dezembro de 2008. Este aumento ocorreu principalmente devido ao incremento no lucro tributável no período e consequente aumento no imposto de renda e contribuição social, principalmente nas distribuidoras. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 3,6% em 31 de dezembro de 2009 e 3,4% em 31 de dezembro de 2008.

Impostos e contribuições sociais diferidos

Em 31 de dezembro de 2009, impostos e contribuições sociais diferidos eram de R\$128,5 milhões, 1,8% superior a 31 de dezembro de 2008, compostos em sua maioria por IRPJ e CSLL sobre prejuízos fiscais e demais adições temporárias, sendo que as principais variações dessa conta estão relacionadas com os aumentos nas contingências (principalmente fiscais e cíveis) e provisões para devedores duvidosos. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,1% em 31 de dezembro de 2009 e 1,2% em 31 de dezembro de 2008.

Estoques

Em 31 de dezembro de 2009, os estoques da Companhia eram de R\$13,2 milhões, 30,7% superior a 31 de dezembro de 2008. Isto ocorreu devido, principalmente, à recomposição de materiais das distribuidoras, cuja baixa desse estoque havia sido efetuada durante o primeiro semestre de 2009. Na composição de ativo, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2009 e 0,1% em 31 de dezembro de 2008.



Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2009, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$69,6 milhões, 9,5% inferior a 31 de dezembro de 2008. Esta diminuição ocorreu devido à utilização dos depósitos judiciais relacionados em contrapartida às contingências trabalhistas, fiscais e cíveis. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,6% em 31 de dezembro de 2009 e 0,7% em 31 de dezembro de 2008.

Despesas pagas antecipadamente

Em 31 de dezembro de 2009, a conta de despesas pagas antecipadamente possuía um saldo de R\$2,6 milhões, 69% inferior a 31 dezembro de 2008. Esta redução ocorreu pela amortização das despesas com seguros.

Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2009, possuía um saldo de R\$113,7 milhões, 2,5% inferior a 31 de dezembro de 2008. Esta redução ocorreu devido às variações nas tarifas de Encargos de Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e às variações nos preços das compras de energia, em relação aos valores constantes nas tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos seus clientes. Na composição de nosso ativo, a conta representou 1% em 31 de dezembro de 2009 e 1,1% em 31 de dezembro de 2008.

Outros créditos

O saldo da conta outros créditos realizáveis no longo prazo, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$166,9 milhões, 15,4% superior a 31 de dezembro de 2008, em decorrência da variação do valor justo dos NDF – Non-deliverable forward contracts, para proteção de riscos cambiais das operações de Pecém. Na composição de nosso ativo representou 1,4%. O percentual é o mesmo em relação a 2008.

Não Circulante

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2009, o contas a receber de consumidores e concessionárias no longo prazo era de R\$94,4 milhões, 23,4% inferior a 31 de dezembro de 2008. Isto ocorreu pelo repasse das variações nas tarifas de Encargos de Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e às variações nos preços das compras de energia, às tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos seus clientes. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,8% em 31 de dezembro de 2009 e 1,2% em 31 de dezembro de 2008.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2009, impostos e contribuições sociais no longo prazo eram de R\$31,1 milhões. Não houve variação em relação a 31 de dezembro de 2008. Na composição de nosso ativo, a conta representou 0,3% em 31 de dezembro de 2009 e 0,3% em 31 de dezembro de 2008.



Impostos e contribuições sociais diferidos

Em 31 de dezembro de 2009, impostos e contribuições sociais diferidos eram de R\$507,4 milhões, 23% superior a 31 de dezembro de 2008, compostos em sua maioria por IRPJ e CSLL sobre prejuízos fiscais e demais adições temporárias, sendo que as principais variações dessa conta estão relacionadas com os aumentos nas contingências (principalmente fiscais e cíveis) e provisões para devedores duvidosos. Na composição de nosso ativo, a conta representou 4,4% em 31 de dezembro de 2009 e 3,9% em 31 de dezembro de 2008.

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2009, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$130,8 milhões, uma redução de 14,8%. Esta redução ocorreu devido aos depósitos judiciais relacionados às contingências trabalhistas, fiscais e cíveis, no âmbito do programa Refis, além das garantias que as empresas Enerpeixe e CESA tem depositadas face empréstimos devidos junto ao BNDES. Na composição de nosso ativo, a conta representou 1,1% em 31 de dezembro de 2009 e 1,5% em 31 de dezembro de 2008.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2009, a conta investimentos possuía um saldo de R\$24 milhões, 42,9% menor que em 31 de dezembro de 2008, cuja composição é, principalmente pela aquisição de 5,63% de ações preferenciais da Denerge, sociedade de capital fechado detentora de participações em empresas do setor elétrico brasileiro, além do resultado positivo em nossa participação minoritária na empresa EDP Renováveis Brasil. A conta de investimentos representou 0,2% de nosso ativo total em 31 de dezembro de 2009 e 0,4% em 31 de dezembro de 2008.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2009, o imobilizado era de R\$6.416,6 milhões, 7% maior que em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é decorrente das adições ao imobilizado no período, compensado em parte pela depreciação dos ativos. A conta de imobilizado representou 55,7% do ativo da Companhia total em 31 de dezembro de 2009 e 57,3% em 31 de dezembro de 2008.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2009, o intangível era de R\$1.169 milhões, 13,3% menor que em 31 de dezembro de 2008, composto na sua maioria pelo ágio na aquisição de investimentos, sendo que a variação do período é em decorrência, principalmente, da amortização de softwares e amortização do ágio sobre investimentos. A conta de intangível representou 10,1% do ativo da Companhia total em 31 de dezembro de 2009 e 12,9% em 31 de dezembro de 2008.



Passivo

Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo das obrigações com fornecedores era de R\$ 530,4 milhões, ou 16,1% superior a 31 de dezembro de 2008. Essa variação deve-se principalmente pelo maior custo de aquisição de energia por parte das distribuidoras do grupo, pelo maior custo dos encargos de uso da rede elétrica e pela diminuição na aquisição de materiais e serviços. A conta representava 4,6% do passivo do ativo da Companhia em 31 de dezembro de 2009, e 4,4% em 31 de dezembro de 2008.

Impostos e contribuições sociais

O saldo da conta de impostos e contribuições sociais, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$ 464,5 milhões, apresentando um aumento de 15,5% em comparação com o saldo de 31 de dezembro de 2008, em decorrência, basicamente, de aumento no IRPJ e CSLL a pagar, pelo aumento do lucro tributável do período. Tal saldo será compensado no final do ano com os valores já antecipados e registrados na rubrica de Impostos e Contribuições Sociais do Ativo Circulante. Com relação ao total do passivo, impostos e contribuições sociais representavam, respectivamente, 4,0% e 3,8%, em 31 de dezembro de 2009 e em 31 de dezembro de 2008.

Dividendos

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta de dividendos a pagar era de R\$391,9 milhões, demonstrando um aumento de 25,2% quando comparado a 31 de dezembro de 2008, , basicamente devido ao pagamento de dividendos relativos ao ano de 2008, sendo que a maior parte desse saldo está registrada na geração e será liquidada durante o exercício social a findar-se em 31 de dezembro de 2010. . A conta representava 3,4% do passivo total do ativo em 31 de dezembro de 2009, e 3,0% em 31 de dezembro de 2008.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta de debêntures era de R\$209,3 milhões demonstrando uma redução de 4,2% quando comparado a 31 de dezembro de 2008, basicamente devido a apropriação e pagamento de juros no período. A conta representava 1,8% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009, e 2,1% em 31 de dezembro de 2008.

Empréstimos e financiamentos

O saldo da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2009 era de R\$548,1 milhões, demonstrando um redução de 35,4% quando comparado a 31 de dezembro de 2008, , principalmente em decorrência de atualização financeira e amortização de parcelas tanto do principal quanto dos juros vencidos no período. Empréstimos e financiamentos representavam 4,8% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 8,1% em 31 de dezembro de 2008.



Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2009, possuía um saldo de R\$47,6 milhões, 26,4% inferior a 31 de dezembro de 2008. Esta redução ocorreu, basicamente, por conta das variações entre os preços das compras de energia e os valores constantes nas tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos clientes. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2009 e 0,6% em 31 de dezembro de 2008.

Obrigações estimadas com pessoal

O saldo da conta de obrigações estimadas com pessoal em 31 de dezembro de 2009 era de R\$51,2 milhões, um aumento de 7,7% em relação a 31 de dezembro de 2008, demonstrando, principalmente em decorrência da provisão mensal da Participação nos Lucros e Resultados (PLR) sobre o lucro do ano corrente. A conta representava 0,4% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 0,5% em 31 de dezembro de 2008.

Encargos regulamentares e setoriais

Encargos regulamentares e setoriais representavam 1,4% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 1,5% em 31 de dezembro de 2008. O saldo da conta em 31 de dezembro de 2009 era de R\$156,9 milhões, comparado com R\$157,7 milhões em 31 de dezembro de 2008, demonstrando uma redução de 0,5%, principalmente em decorrência da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras e geradoras.

Outras contas a pagar

Outras contas a pagar representavam 1,5% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 1,6% em 31 de dezembro de 2008. O saldo da conta em 31 de dezembro de 2009 era de R\$174,4 milhões, um aumento de 3% comparado com 31 de dezembro de 2008, principalmente em decorrência da devolução tarifária COSIT 27, que consiste nos créditos apurados sobre os gastos com materiais aplicados ou consumidos na atividade de fornecimento de energia elétrica e dos encargos de depreciação de máquinas, equipamentos e outros bens do ativo imobilizado, a serem compensadas com débitos dessas contribuições.

Não Circulante

Imposto de renda e contribuição social

Em 31 de dezembro de 2009, a conta de imposto de renda e contribuição social apresentava um saldo de R\$142,2 milhões, 312,7% superior a 31 de dezembro de 2008. Tal variação decorreu da atualização da Selic sobre o parcelamento de impostos federais da Lajeado Energia e pela transferência para o curto prazo das parcelas inferiores a 12 meses. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2009 e 0,3% em 31 de dezembro de 2008.



Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 31 de dezembro de 2009, a conta de imposto de renda e contribuição social diferidos apresentava um saldo de R\$15,5 milhões, representado pelas operações de derivativos da controlada Pecém. Tal variação decorreu da flutuação do câmbio e seu respectivo impacto sobre o derivativo e consequente imposto diferido. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2009 e menos de 0,0% em 31 de dezembro de 2008.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta de debêntures era de R\$451,9 milhões, uma redução de 30,9% quando comparado a 31 de dezembro de 2008, basicamente devido as amortizações do período. A conta representava 3,9% do passivo da Companhia total em 31 de dezembro de 2009 e 6,2% em 31 de dezembro de 2008.

Empréstimos e financiamentos

O saldo da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2009 era de R\$1.903,1 milhões, um aumento de 40,4% se comparado com 31 de dezembro de 2008, principalmente em decorrência de transferências para o curto prazo e variações cambiais positivas ocorridas no período, compensado pelo reconhecimento de juros, representavam 16,5% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 12,9% em 31 de dezembro de 2008.

Benefícios pós-emprego

O saldo da conta benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$104 milhões, uma redução de 3,8% em relação a 31 de dezembro de 2008, demonstrando, principalmente em decorrência das transferências para conta homóloga do curto prazo e consequentes pagamentos mensais. A conta representava 0,9% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2009 e 1,0% em 31 de dezembro de 2008.

Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2009, possuía um saldo no passivo não circulante de R\$58,4 milhões, 216,8% superior a 31 de dezembro de 2008. Este aumento ocorreu basicamente, por conta das variações entre os preços das compras de energia e os valores constantes nas tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos clientes. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,5% em 31 de dezembro de 2009 e 0,2% em 30 de dezembro de 2008.

Provisões para contingências

A conta de provisões para contingências, em 31 de dezembro de 2009, possuía um saldo no passivo não circulante de R\$136,9 milhões, 48,0% inferior a 31 de dezembro de 2008. Esta redução, principalmente pela adesão ao programa Refis, que possibilitou a reclassificação de contingências para parcelamento de impostos e contribuições sociais. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2009 e 2,5% em 31 de dezembro de 2008.



Patrimônio líquido

O patrimônio líquido era R\$4.268,7 milhões em 31 de dezembro de 2009, um aumento de 20,5% em relação com 31 de dezembro de 2010, em razão, basicamente do aumento do lucro líquido do período.

Demais contas patrimoniais

As contas patrimoniais não discutidas acima não apresentaram variações significativas na comparação entre os saldos em 31 de dezembro de 2009 e em 31 de dezembro de 2008, e/ou não representavam uma participação substancial na composição do passivo da Companhia e/ou ativo totais naquelas datas.

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2007 e 31 de dezembro de 2008

As contas patrimoniais do período de 31 de dezembro de 2007 e 31 de dezembro de 2008 tiveram impacto significativo pela saída da Enersul em agosto de 2008 e entrada da Companhia no quadro acionário de Lajeado Energia e Tocantins Energia, a partir de setembro de 2008, além da mudança do método de consolidação da Investco, que deixou de ser proporcional a partir de setembro de 2008 para ser feita de forma integral, em 31 de dezembro de 2008.

Ativo

Circulante

Disponibilidades

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta disponibilidades era de R\$551,5 milhões, ou 20,0% inferior a 31 de dezembro de 2007. Esta variação ocorreu, principalmente, pela aquisição de ações do direito de recesso surgido em decorrência da Permuta Lajeado, em que os acionistas dissidentes da EDP - Energias do Brasil exerceram o direito de venda das suas ações para a companhia a valor patrimonial por ação de R\$ 23,82, ou seja, no valor total de R\$312,3 milhões. Disponibilidades representava 5,3% do ativo da Companhia em 31 de dezembro de 2008, em comparação com 7,1% em 31 de dezembro de 2007.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2008, o contas a receber de consumidores e concessionárias era de R\$779,3 milhões, 13,8% inferior a 31 de dezembro de 2007. Esta redução ocorreu em decorrência da Permuta Lajeado, em que os valores a receber da Enersul eram maiores do que os valores a receber das empresas Lajeado Energia e Investco (o faturamento de uma distribuidora como a Enersul é muito maior do que o faturamento das geradoras Lajeado Energia e Investco). Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 7,4% em 31 de dezembro de 2008 e 9,3% em 31 de dezembro de 2007.



Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta impostos e contribuições sociais era de R\$360,9 milhões, 1,6% inferior a 31 de dezembro de 2007 em virtude da Permuta Lajeado, em que os valores a compensar da Enersul eram maiores do que Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 3,4% em 31 de dezembro de 2008 e 3,8% em 31 de dezembro de 2007.

Impostos e contribuições sociais diferidos

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta impostos e contribuições sociais diferidos era de R\$126,2 milhões, 35,3% inferior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, onde a Enersul possuía IRPJ e CSLL sobre adições temporárias e prejuízo fiscal, situação que não ocorre com Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2008 e 2,0% em 31 de dezembro de 2007.

Estoques

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta estoques era de R\$10,1 milhões, 5,5% superior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da recomposição no montante de itens do almoxarifado de materiais das distribuidoras. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2008 e 0,1% em 31 de dezembro de 2007.

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2008, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$25,3 milhões, 57,9% superior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, onde a Enersul possuía garantias relacionadas a contingências trabalhistas, fiscais e cíveis maiores do que as contingências da Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2008 e 0,2% em 31 de dezembro de 2007.

Despesas pagas antecipadamente

Em 31 de dezembro de 2008, a conta de despesas pagas antecipadamente possuía um saldo de R\$8,4 milhões, 80,2% inferior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, em que a Enersul possuía montante maior do que os montantes de Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2008 e 0,4% em 31 de dezembro de 2007.

Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo de R\$116,6 milhões, 60,7% inferior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, em que os montantes detidos pela Enersul deixaram de computar a base dessa conta sem inclusão de montantes similares da Lajeado Energia e Investco, por se tratar de valores relacionados a repasse nas tarifas das distribuidoras. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,1% em 31 de dezembro de 2008 e 3,1% em 31 de dezembro de 2007.



Outros créditos

O saldo da conta outros créditos, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$144,6 milhões, 5,1% superior a 31 de dezembro de 2007 decorrente do enquadramento na modalidade tarifária baixa renda cujos valores subsidiados aos clientes de baixa renda serão resarcidos pela Eletrobrás às distribuidoras do grupo EDP. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,4% em 31 de dezembro de 2008 e 1,4% em 31 de dezembro de 2007.

Não Circulante

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2008, o contas a receber de consumidores e concessionárias no longo prazo era de R\$123,2 milhões, 7,4% superior a 31 de dezembro de 2007, em virtude do aumento dos acordos e parcelamentos de débitos das prefeituras devedoras das distribuidoras do grupo EDP. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2008 e 1,2% em 31 de dezembro de 2007.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2008, impostos e contribuições sociais no longo prazo eram de R\$31,1 milhões, 47,2% inferior a 31 de dezembro de 2007. Esta redução foi em decorrência da Permuta Lajeado, uma vez que a Enersul possuía valores superiores a Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,3% em 31 de dezembro de 2008 e 0,6% em 31 de dezembro de 2007.

Impostos e contribuições sociais diferidos

Em 31 de dezembro de 2008, impostos e contribuições sociais diferidos no longo prazo eram de R\$412,4 milhões, 41,3% inferior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, onde a Enersul possuía IRPJ e CSLL sobre adições temporárias e prejuízo fiscal, situação que não ocorre com Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 3,9% em 31 de dezembro de 2008 e 7,2% em 31 de dezembro de 2007.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo de créditos com partes relacionadas era de R\$22,1 milhões, 7,2% inferior a 31 de dezembro de 2007. Essa conta é representada pelos valores a receber da ESC90. Sua diminuição acontece pela amortização mensal ser maior do que a apropriação dos juros sobre esses créditos. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2008 e 0,2% em 31 de dezembro de 2007.

Cauções e depósitos vinculados

A conta de cauções e depósitos vinculados no longo prazo, em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo de R\$153,6 milhões, 30,8% inferior a 31 de dezembro de 2007 em decorrência da Permuta Lajeado, onde a Enersul possuía garantias relacionadas às contingências trabalhistas, fiscais e cíveis de longo prazo maiores do que as contingências da Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,5% em 31 de dezembro de 2008 e 2,3% em 31 de dezembro de 2007.



Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A" realizável no longo prazo, em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo de R\$94,6 milhões, 7,2% superior a 31 de dezembro de 2007, em virtude das variações nas tarifas de Encargos de Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e às variações nos preços das compras de energia, em relação aos valores constantes nas tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos seus clientes. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 0,9% em 31 de dezembro de 2008 e 0,9% em 31 de dezembro de 2007.

Outros créditos

O saldo da conta outros créditos realizáveis no longo prazo, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$112,9 milhões, 404,7% superior a 31 de dezembro de 2007, em virtude da Permuta Lajeado, uma vez que a Enersul possuía montantes superiores aos detidos pela Lajeado Energia e Investco. Na composição do ativo da Companhia, a conta representou 1,1% em 31 de dezembro de 2008 e 0,2% em 31 de dezembro de 2007.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2008, a conta Investimentos possuía um saldo de R\$42,1 milhões, 509,4% maior que em 31 de dezembro de 2007. Essa variação decorreu principalmente pela aquisição de 3,16% das ações da Denerge S.A., ou 5,63% das ações preferenciais. A conta de investimentos representou 0,4% do ativo da Companhia total em 31 de dezembro de 2008, e 0,1% em 31 de dezembro de 2007.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2008, o imobilizado era de R\$6.033,8 milhões, 18,8% maior que em 31 de dezembro de 2007. Essa variação decorreu, principalmente, da Permuta Lajeado e de Pecém. A conta de imobilizado representou 57,6% do ativo da Companhia total em 31 de dezembro de 2008, e 52,4% em 31 de dezembro de 2007.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2008, o intangível era de R\$1.318,5 milhões, 110,8% maior que em 31 de dezembro de 2007. Essa variação decorreu principalmente da Permuta Lajeado que gerou ágio na aquisição pela rentabilidade futura e prazo da concessão. A conta de intangível representou 12,6% do ativo da Companhia total em 31 de dezembro de 2008, e 6,5% em 31 de dezembro de 2007.

Passivo

Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo das obrigações com fornecedores era de R\$456,7 milhões, ou 2,3% superior a 31 de dezembro de 2007, em virtude, principalmente, de maiores desembolsos para aquisição de energia por parte das distribuidoras do grupo, já excluindo a Enersul. A conta representava 4,4% do passivo da Companhia em 31 de dezembro de 2008, e 4,6% em 31 de dezembro de 2007.



Impostos e contribuições sociais

O saldo da conta de impostos e contribuições sociais, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$402,0 milhões, um crescimento de 8,4% em comparação com o saldo de 31 de dezembro de 2007, basicamente em virtude da Permuta Lajeado, em que os saldo de impostos federais da Lajeado Energia, em 2008, eram de R\$29,7 milhões. Com relação ao total do passivo, Impostos e contribuições sociais representavam igualmente 3,8% em 31 de dezembro de 2008 e em 31 de dezembro de 2007.

Dividendos

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta de dividendos a pagar era de R\$313,1 milhões, um aumento de 45,8% comparado a 31 de dezembro de 2007, demonstrando, em virtude do aumento do percentual de distribuição do lucro, que passou dos 50% definidos em 2007, para 67% em 2008, para não haver prejuízo aos minoritários por conta da Permuta Lajeado. A conta representava 3,0% do passivo da Companhia total em 31 de dezembro de 2008, e 2,2% em 31 de dezembro de 2007.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta de debêntures era de R\$218,5 milhões, um aumento de 801,0% quando comparado a 31 de dezembro de 2007, demonstrando, em virtude da Permuta Lajeado que adicionou integralmente as debêntures da Investco, que eram consolidadas proporcionalmente em 2007, além da transferência do longo para o curto prazo das parcelas detidas pela EDP Bandeirante e EDP Escelsa. A conta representava 2,1% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008, e 0,3% em 31 de dezembro de 2007.

Empréstimos e financiamentos

O saldo da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2008 era de R\$848,1 milhões, um aumento de 197,9% quando comparado com 31 de dezembro de 2007 em virtude da Permuta Lajeado, que adicionou integralmente as dívidas detidas pela Investco, da captação de empréstimo da EDP Energias do Brasil para fazer frente ao direito de recesso dos minoritários da EDP – Energias do Brasil e da transferência de valores contabilizados em empréstimos e financiamentos de longo prazo devido o prazo de vencimento ser inferior a 12 meses, demonstrando. Empréstimos e financiamentos representavam 8,1% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 2,9% em 31 de dezembro de 2007.

Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo no passivo circulante de R\$64,7 milhões, 50,7% inferior a 31 de dezembro de 2007 em virtude das variações nas tarifas de Encargos de Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e às variações nos preços das compras de energia, em relação aos valores constantes nas tarifas utilizadas pelas distribuidoras junto aos seus clientes. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,7% em 31 de dezembro de 2008 e 1,4% em 31 de dezembro de 2007.



Devolução tarifária

O saldo da conta devolução tarifária em 31 de dezembro de 2007, de R\$137,4 milhões, foi liquidado durante o ano de 2008 e era totalmente relacionado a Enersul e se tratava de créditos a ressarcir aos clientes de sua área de concessão, e que deixou de ser consolidada pela Permuta Lajeado.

Obrigações estimadas com pessoal

O saldo da conta de obrigações estimadas com pessoal em 31 de dezembro de 2008 era de R\$47,6 milhões, uma redução de 26,0% quando comparado com 31 de dezembro de 2007, demonstrando, em virtude da Permuta Lajeado que diminuiu o número de colaboradores da Enersul em relação a quantidade de colaboradores da Lajeado Energia e Investco. A conta representava 0,5% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 0,7% em 31 de dezembro de 2007.

Encargos regulamentares e setoriais

Encargos regulamentares e setoriais representavam 1,5% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 1,7% em 31 de dezembro de 2007. O saldo da conta em 31 de dezembro de 2008 era de R\$157,7 milhões, uma redução de 3,3% quando comparado com 31 de dezembro de 2007, demonstrando, principalmente em virtude da Permuta Lajeado, em que os encargos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética são menores uma vez que a base da receita líquida ser maior para uma distribuidora como a Enersul em relação às geradoras Lajeado Energia e Investco.

Outras contas a pagar

Outras contas a pagar representavam 1,5% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 1,2% em 31 de dezembro de 2007. O saldo da conta em 31 de dezembro de 2008 era de R\$161,3 milhões, demonstrando um aumento de 43,0% quando comparado com 31 de dezembro de 2007. A EDP Bandeirante é parte em processo de fiscalização pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP, tendo sido lavrado um Termo de Notificação em que o órgão regulador determinou a revisão de critérios de cadastramento de clientes enquadrados na modalidade tarifária baixa renda. Em decorrência, a Companhia está ressarcindo as tarifas cobradas a maior.

Não Circulante

Imposto de renda e contribuição social

Em 31 de dezembro de 2008, a conta de imposto de renda e contribuição social apresentava um saldo de R\$34,5 milhões, representado, principalmente, pelos impostos federais parcelados detidos pela Lajeado Energia. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,3% em 31 de dezembro de 2008 e 0,01% em 31 de dezembro de 2007.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta de debêntures era de R\$654,2 milhões, demonstrando uma diminuição de 41,6% quando comparado a 31 de dezembro de 2007, em virtude da transferência para o curto prazo das parcelas detidas pela EDP Bandeirante e EDP Escelsa vencíveis no período inferior a 12 meses. A conta representava 6,2% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008, e 11,6% em 31 de dezembro de 2007.



Empréstimos e financiamentos

O saldo da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2008 era de R\$1.355,0 milhões, um aumento de 1,0% quando comparado com 31 de dezembro de 2007. Tal variação é explicada pela transferência para o curto prazo de itens cujo vencimento é inferior a 12 meses. Empréstimos e financiamentos representavam 12,9% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 13,8% em 31 de dezembro de 2007.

Benefícios pós-emprego

Benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2008, eram de R\$108,1 milhões, demonstrando uma redução de 15,1% se comparado com 31 de dezembro de 2007, em virtude da redução do passivo atuarial decorrente da maior valorização dos ativos detidos pelos planos previdenciários. A conta representava 1,0% do passivo total da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e 1,3% em 31 de dezembro de 2007.

Conta de compensação de variação de custos da parcela "A"

A conta de compensação de variação de custos da parcela "A", em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo de R\$18,4 milhões, 50,3% inferior a 31 de dezembro de 2007, em decorrência da Permuta Lajeado, em que os montantes detidos pela Enersul deixaram de computar a base dessa conta. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2008 e 0,4% em 31 de dezembro de 2007.

Provisões para contingências

A conta de provisões para contingências, em 31 de dezembro de 2008, possuía um saldo de R\$263,3 milhões, 17,5% inferior a 31 de dezembro de 2007 em decorrência da Permuta Lajeado, onde a Enersul possuía contingências trabalhistas, fiscais e cíveis de longo prazo maiores do que as contingências da Lajeado Energia e Investco, além da constituição de provisão da holding referente aos impostos sobre juros sobre capital próprio do exercício de 2008. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 2,5% em 31 de dezembro de 2008 e 3,3% em 31 de dezembro de 2007.

Provisão para passivo a descoberto

A provisão para passivo a descoberto, em 31 de dezembro de 2008, era de R\$51,4 milhões, 9,4% inferior a 31 de dezembro de 2007. Tal saldo representa o patrimônio líquido negativo da ESC90 e sua respectiva variação decorrente de suas atividades operacionais. Na composição do passivo da Companhia, a conta representou 0,5% em 31 de dezembro de 2008 e 0,6% em 31 de dezembro de 2007.

Patrimônio líquido

O patrimônio líquido, de R\$3.895,8 milhões em 31 de dezembro de 2007, uma redução de 9% em relação a 31 de dezembro de 2010, em razão, basicamente dos resultados das controladas e da compra de ações de emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, provenientes do direito de recesso dos minoritários da EDP – Energias do Brasil na Permuta Lajeado.



Demais contas patrimoniais

As contas patrimoniais não discutidas acima não apresentaram variações significativas na comparação entre os saldos em 31 de dezembro de 2008 e em 31 de dezembro de 2007, e/ou não representavam uma participação substancial na composição do passivo e/ou ativo totais da Companhia naquelas datas.

10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre: a. resultados das operações da Companhia; b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços; e c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia.

Os resultados, as variações e os fatores que influenciam os resultados da Companhia foram discutidos no item 10.1 deste Formulário de Referência.

10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados: a. introdução ou alienação de segmento operacional; b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária; c. eventos ou operações não usuais.

Aquisição da Cenaeel

Em 16 de fevereiro de 2009, a EDP Renováveis, detida em 45% pela controlada Enernova, concluiu a aquisição da Cenaeel, por R\$38.331, detentora dos parques eólicos de Água Doce e Horizonte, localizados no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 13,8 MW (23 aerogeradores com 600 kW cada), bem como a possibilidade de expansão dessa capacidade em mais 70 MW. Este projeto eólico representa o primeiro investimento privado no setor eólico do Brasil. Teve o início em 2004 com a instalação do parque eólico de Horizonte (4,8 MW), cuja remuneração está associada a um contrato de compra e venda de energia elétrica com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. ("CELESC") e, em 2006, instalou o parque de Água Doce (9 MW), cuja remuneração está associada ao programa PROINFA.

Alienação da ESC 90 Telecomunicações Ltda.

Em 30 de junho de 2009, a Companhia consumou a operação de alienação da totalidade das quotas da ESC 90 de sua titularidade, à Net Serviços de Comunicação S.A., conforme previsto no Contrato Particular de Compra e Venda de Quotas Sociais celebrado com a NET Serviços de Comunicação S.A.. A conclusão da Operação estava condicionada à obtenção de aprovação prévia da Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL, a qual foi concedida sem quaisquer ressalvas no dia 8 de junho de 2009 e publicada no Diário Oficial da União em edição do dia 19 de junho de 2009, na Seção 1, página 57. O valor total da Operação contratada na data base de 30 de abril de 2008 (para 100% do capital social) foi de R\$94.624 mil.



Considerando que a Operação envolveu a recuperação de créditos detidos pela Companhia contra a ESC 90, bem como permitiu a reversão de provisões anteriormente constituídas, proporcionou um efeito positivo no resultado da Companhia no valor de R\$120.989 mil, registrados nas rubricas de Resultado Financeiro no montante de R\$74.764 mil e Outras receitas operacionais no montante de R\$46.225 mil. O contrato previa cláusula de atualização monetária e de ajustes no valor da operação que foi objeto de liquidação neste exercício no montante de R\$ 3.891 mil. A operação concretizada insere-se dentro do planejamento estratégico traçado pela Companhia de concentrar sua atuação nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, com a alienação de ativos não relacionados ao seu negócio principal.

Cisão parcial da Castelo Energética S.A. ("CESA") com a transferência dos ativos de transmissão e início das operações da Evrecy Participações Ltda. ("Evrecy").

Em 1º de junho de 2009, através da Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da controlada indireta CESA, deliberaram a realização da cisão parcial da referida Sociedade, em decorrência da transferência da concessão de transmissão regulada pelo Contrato de Concessão de Transmissão n.º 020/2008, da ANEEL, da controlada indireta CESA para a controlada indireta Evrecy, objeto da Resolução Autorizativa n.º 1.823, de 3 de março de 2009, da ANEEL, de modo a gerar maior eficiência operacional, financeira, administrativa e econômica das sociedades. CESA e a Evrecy são sociedades controladas diretamente pela controlada Energest S.A. O acervo cindido do patrimônio da controlada indireta CESA e incorporado pela controlada indireta Evrecy, avaliado na data base de 30 de abril de 2009 totalizou o montante de R\$21.462 mil, conforme detalhado no correspondente Laudo de avaliação e, correspondente à parcela do Capital social.

Em decorrência da cisão parcial da controlada indireta CESA e a consequente transferência do acervo cindido para a controlada indireta Evrecy, ocorreu uma redução do capital social da controlada indireta CESA de R\$44.920 mil para R\$23.458 mil, sem cancelamento de ações.

Aquisição da Elebrás

Em 17 de Março de 2009, a EDP Renováveis Brasil S.A. adquiriu a Elebrás Projetos Ltda., pelo valor de R\$22.310 mil, que inclui 4 projetos em carteira, com uma capacidade instalada superior a 500 MW. Dos diferentes projetos em carteira da Elebrás, o de Tramandaí que tem uma capacidade instalada de 70 MW apresenta-se numa fase de início da construção, tendo já formalizado um PPA no âmbito do PROINFA.

Reorganização societária - Incorporação da Tocantins Energia S.A. e da EDP Lajeado Energia S.A. na Lajeado Energia S.A.

Em 30 de novembro de 2009, as Assembleias Gerais Extraordinárias da controlada Tocantins Energia S.A. ("Tocantins") da controlada EDP Lajeado Energia S.A. ("EDP Lajeado") e da controlada Lajeado Energia S.A. ("Lajeado"), sociedades integrantes do Grupo EDP – Energias do Brasil, deliberaram a reorganização societária através da incorporação da controlada Tocantins e da controlada EDP Lajeado na controlada Lajeado, operação que teve os seguintes objetivos:



- Racionalizar e simplificar a estrutura societária das empresas envolvidas, aproveitar as sinergias do negócio da comercialização de energia e da gestão dos ativos da investida comum, Investco S.A.
- Otimizar a alocação dos recursos próprios ou obtidos de terceiros, com a finalidade de garantir o melhor retorno possível aos acionistas. A referida reorganização societária compreendeu os seguintes eventos:
 - (i) Incorporação da controlada Tocantins pela controlada Lajeado;
 - (ii) Aumento do capital social na controlada EDP Lajeado, por transferência da totalidade das ações detidas na Lajeado Energia pela Companhia;
 - (iii) Incorporação da controlada EDP Lajeado pela controlada Lajeado. Através da Resolução Autorizativa n.º 2.218, de 1º de dezembro de 2009, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, aprovou a transferência da totalidade da participação detida pela controlada EDP Lajeado para a controlada Lajeado, na concessão da UHE Luiz Eduardo Magalhães, que estabeleceu, também, a amortização do ágio pela curva determinada entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da controlada Lajeado.

A Incorporação acarretou o aumento do capital social da controlada Lajeado, de R\$ 513.810 mil para R\$756.866 mil, um aumento, portanto, de R\$ 243.056 mil, mediante a emissão de 142.029.324 novas ações, atribuídas na época aos acionistas Governo do Estado do Tocantins, Eletrobrás e aCompanhia, na proporção de suas participações no capital social da controlada EDP Lajeado na data da Incorporação, sendo 113.690.041 ações ordinárias atribuídas à Companhia e 28.339.283 ações preferenciais classe A atribuídas à Eletrobrás. O valor do acervo líquido incorporado pela Companhia, no montante de R\$ 127.827 mil, foi integralmente destinado à Reserva Especial de Ágio na Incorporação, registrado no Patrimônio Líquido da EDP – Energias do Brasil, na forma do disposto no art. 6º da Instrução CVM 319/99, sem alteração, do montante do capital subscrito e integralizado da controlada Lajeado. Em função da referida reestruturação societária e consumadas as providências legais da incorporação, a controlada EDP Lajeado e a Tocantins foram extintas de pleno direito e a controlada Lajeado assumiu a responsabilidade ativa e passiva relativa à controlada EDP Lajeado e a controlada Tocantins, passando a ser sucessora legal, para todos os efeitos.

10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre: (a) mudanças significativas nas práticas contábeis; (b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais.

2007

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis.

2008

Em 2008, a Companhia e suas controladas optaram por elaborar o balanço patrimonial de transição em 1º de janeiro de 2007, que é o ponto de partida para a contabilização dos efeitos das modificações na legislação societária introduzidas pela Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08. As modificações introduzidas pela referida legislação se caracterizam como mudança de prática contábil, e todos os ajustes com impacto nos resultados anteriores aos exercícios apresentados foram efetuados contra lucros ou prejuízos acumulados.



Para fins de divulgação das demonstrações financeiras comparativas, a Companhia e suas controladas seguiram a Deliberação CVM nº 506, de 19 de junho de 2006, considerando os efeitos retrospectivos das modificações da referida legislação, consequentemente reapresentando as demonstrações financeiras de 2007.

Seguem abaixo os ajustes patrimoniais decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, o sumário das práticas contábeis modificadas pela referida legislação que originaram esses ajustes e o resumo dos efeitos no resultado de 2008 e no patrimônio líquido relativo aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e 2007 decorrentes da adoção da referida legislação.

**Ajustes da Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 no Balanço Patrimonial na Data de Transição -
1º de janeiro de 2007**

	Saldos em	Saldos em	
	31/12/2006	Ajustes	01/01/2007
Patrimônio líquido	3.705.592	(28.720)	3.676.872
Capital social	3.182.716		3.182.716
Reservas de capital	35.348		35.348
Reservas de lucros	487.528		487.528
Lucros / (Prejuízos) acumulados		(28.720) {a}	(28.720)

Resumo dos ajustes

{a} Ajustes contra lucros acumulados	(28.720)
{a1} Equivalência patrimonial	(28.368)
Instrumentos financeiros avaliados ao valor justo por meio do resultado - derivativos	(21.531)
Ativo intangível	(8.550)
Ajustes a valor presente	(12.902)
Imposto de renda diferido	14.615
 {a2} Instrumentos financeiros avaliados ao valor justo por meio do resultado - derivativos	(352)



Sumário das práticas contábeis modificadas pela adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

Instrumentos financeiros – CPC 14 e Deliberação CVM nº 566, de 17 de dezembro de 2008

A Companhia e suas controladas contrataram instrumentos financeiros, cujos saldos na data de transição foram reclassificados em: (i) ativo ou passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado; (ii) empréstimos e recebíveis; e (iii) disponível para venda. Com certas exceções os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo agregado aos eventuais custos de transação e sua mensuração subsequente é feita pelo custo amortizado.

Conforme faculta o CPC 13 - Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, aprovado pela Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008, os saldos dos instrumentos financeiros disponíveis para venda, mensurados ao valor justo por meio do resultado e pelo método do custo amortizado, foram remensurados para seu valor justo na data de transição.

Seguem os saldos dos referidos instrumentos financeiros na data de transição:

	Consolidado		
	Valor contábil (A)	Valor justo (B)	Diferença (B) - (A)
Instrumentos financeiros			
Mensurados ao valor justo por meio do resultado	(116.404)	(138.287)	(21.883)

A diferença entre o valor contábil e o valor justo dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, assim como as diferenças entre o valor registrado e o novo valor calculado para os instrumentos avaliados pelo método do custo amortizado foi alocada no saldo de lucros ou prejuízos acumulados na data da transição.

Ativo diferido

O saldo consolidado do ativo diferido em 31 de dezembro de 2008, existente na controlada proporcional Porto do Pecém, será mantido até a sua realização total por meio de amortização ou baixa, contra resultado, conforme facultado pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 - Adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08.

Determinados ativos diferidos existentes nas controladas, cujo saldo em 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$544, foram reclassificados para outros grupos de ativos, no consolidado.

Ativo intangível – CPC 04 e Deliberação CVM nº 553, de 12 de novembro de 2008

Determinados ativos intangíveis existentes nas controladas, reconhecidos antes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, e que atendem os requisitos específicos do Pronunciamento Técnico CPC 04 - Ativo Intangível, aprovado pela Deliberação CVM nº 553, foram reclassificados do grupo de contas do ativo imobilizado intangível para o grupo de contas específico de ativos intangíveis.



Os ativos intangíveis nas controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, que não atendiam aos requisitos do Pronunciamento específico, foram baixados contra lucros ou prejuízos acumulados, no montante de R\$8.550. Outros ativos intangíveis que atendem aos requisitos do Pronunciamento específico, mas que não haviam sido registrados anteriormente no ativo, não foram reconhecidos.

Ajustes a valor presente – CPC 12 e Deliberação CVM nº 564, de 17 de dezembro de 2008

Determinadas contas a receber de curto e longo prazos foram ajustadas ao valor presente, com base em taxas de juros específicas que refletem a natureza desses ativos no que tange a prazo, risco, moeda e condição de recebimento prefixada, com base no saldo inicial da data da transição conforme facultado pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 - Adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08.

Os efeitos dos ajustes a valor presente decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638 e Medida Provisória nº 449/08 foram registrados contra lucros ou prejuízos acumulados, e os relativos a transações realizadas após esta data em contrapartida ao resultado do exercício.

Doações e subvenções – CPC 07 e Deliberação CVM nº 555, de 12 de novembro de 2008

As subvenções (incentivos fiscais do imposto de renda – ADA) recebidas pela controlada Enerpeixe antes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08 foram registradas em conta de reserva do capital no patrimônio líquido, na qual serão mantidas até a sua destinação e, as subvenções recebidas a partir do exercício de 2008, foram reconhecidas no resultado do exercício.

Efeitos da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória No 449/08

Segue conciliação do resultado de 2008 e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2008, considerando os efeitos da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, com o resultado que seria obtido caso as mudanças de práticas contábeis relativas à referida legislação não tivessem sido adotadas.

Em R\$ milhões

	Controladora	
	2008	2007
Lucro do exercício findo em 31 de dezembro	368.323	446.863
Ajustes dos efeitos decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08	(3.238)	(352)
Instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de resultado		
Resultado de equivalência patrimonial	(3.238)	(10.302)
Lucro líquido sem os efeitos da Lei nº 11.638/07 (Resultado líquido ajustado)	365.084	436.235
Total dos ajustes líquidos decorrentes da adoção da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08	(3.238)	(10.854)
	31/12/2008	31/12/2007
Patrimônio líquido em 31 de dezembro	3.536.313	3.692.259
Ajustes na data da transição reconhecidos em		
Lucros ou prejuízos acumulados		28.720
Diferença entre o resultado líquido do exercício e o resultado ajustado	(3.238)	(10.854)
Patrimônio líquido em 31 de dezembro, sem os efeitos da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08	3.535.675	3.910.325
	Consolidado	
	2008	2007
Lucro do exercício findo em 31 de dezembro	388.779	450.444
Ajustes dos efeitos decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08	(6.626)	(10.440)
Instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de resultado	(3.039)	(3.743)
Custo do ativo intangível e amortização do intangível	3.641	(1.779)
Ajustes a valor presente de contas a receber	2.696	5.308
Diferenças temporárias e permanentes de IR e CSLL	385.541	439.790
Lucro líquido sem os efeitos da Lei nº 11.638/07 (Resultado líquido ajustado)	(3.238)	(10.854)
Total dos ajustes líquidos decorrentes da adoção da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08		
	31/12/2008	31/12/2007
Patrimônio líquido em 31 de dezembro	3.542.914	3.885.814
Ajustes na data da transição reconhecidos em		
Lucros ou prejuízos acumulados		28.720
Diferença entre o resultado líquido do exercício e o resultado ajustado	(3.238)	(10.854)
Patrimônio líquido em 31 de dezembro, sem os efeitos da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08	3.539.680	3.913.880



Os efeitos tributários dos ajustes decorrentes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08, quando aplicável, foram lançados nas contas de patrimônio líquido nas quais foram contabilizados os referidos ajustes, em contrapartida de contas patrimoniais de ativo ou passivo fiscal diferido.

2009

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis.

Dentro do processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil para as normas internacionais de relatórios financeiros ("IFRS") diversos pronunciamentos foram emitidos durante o ano de 2009 com aplicação mandatária para os exercícios sociais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2010. Além dessas, também foram publicadas outras normas e interpretações que alteram as práticas contábeis adotadas no Brasil, dentro do processo de convergência com as normas internacionais. As normas a seguir são apenas aquelas que poderão (ou deverão) impactar as demonstrações financeiras da Companhia de forma mais relevante. Nos termos dessas novas normas, os valores do exercício de 2009 apresentadas, deverão ser reapresentados para fins de comparação, quando da publicação das demonstrações financeiras do exercício de 2010. A Companhia não adotou antecipadamente essas normas no exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Pronunciamentos

- CPC 16 - Estoques
- CPC 17 - Contratos de construção
- CPC 18 - Investimentos em coligadas
- CPC 19 - Participação em empreendimento controlado em conjunto
- CPC 20 - Custos de empréstimos
- CPC 25 - Provisões, passivos e ativos contingentes
- CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis
- CPC 27 - Ativo imobilizado
- CPC 30 - Receitas
- CPC 32 - Tributos sobre o lucro
- CPC 33 - Benefícios a empregados
- CPC 36 - Demonstrações consolidadas
- CPC 37 - Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade
- CPC 38 - Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração
- CPC 39 - Instrumentos financeiros: apresentação
- CPC 40 - Instrumentos financeiros: evidenciação



Interpretações

ICPC 01 - Contratos de concessão

ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos

ICPC 09 - Demonstrações contábeis individuais, separadas, consolidadas e aplicação do método de equivalência patrimonial

ICPC 10 - Esclarecimentos sobre o CPC 27 e CPC 28

A Companhia e suas controladas estão em processo de avaliação dos potenciais efeitos relativos a esses pronunciamentos, interpretações e orientações, os quais poderão ter impacto relevante nas demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009 a serem apresentadas comparativamente às demonstrações financeiras relativas ao exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2010, bem como sobre os próximos exercícios.

(c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor.

2007

Os auditores emitiram parecer datado de 25 de fevereiro de 2008, incluindo ênfase relacionada com:

(i) as revisões tarifárias periódicas das Controladas EDP Escelsa e EDP Bandeirante que geraram o ajuste tarifário na EDP Escelsa de -6,92% e na EDP Bandeirante de -8,80%, aplicados para o período a partir de 8 de agosto de 2007 e 23 de outubro de 2007, respectivamente, em caráter provisório.

(ii) ênfase sobre o reconhecimento de uma provisão na Enersul para devolução aos consumidores dos valores de consumo de energia faturados a maior no período de abril de 2003 a dezembro de 2007, no montante estimado pela Administração de aproximadamente R\$ 183 milhões.

2008

(i) as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas a partir de 1º de janeiro de 2007. As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, apresentadas de forma conjunta com as demonstrações financeiras de 2008, foram reapresentadas nas mesmas bases adotadas para o ano de 2008, para reconhecer os efeitos destas alterações, conforme previsto na Deliberação CVM nº 506/06 - Práticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros.

Adicionalmente, de acordo com a Lei nº. 11.638/07 a demonstração de origens e aplicações de recursos, apresentada nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2007, foi substituída pela demonstração de fluxos de caixa;

(ii) relacionada em decorrência do reajuste tarifário anual de 2008 ocorrido em 5 de agosto de 2008 na controlada EDP Escelsa e 21 de outubro de 2008 na controlada EDP Bandeirante, períodos em que a ANEEL passou o reposicionamento tarifário anteriormente definido para a EDP Escelsa de -6,92% para -4,90%, e para a EDP Bandeirante de -8,80% para -9,02%, também em caráter provisório, contudo possíveis efeitos decorrentes da revisão definitiva, se houver, serão refletidos na posição patrimonial e financeira da Companhia e suas controladas em períodos subsequentes.

2009

Não houve ressalva e ênfase no parecer dos auditores.



10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Vida útil dos itens do ativo imobilizado

Atividade de distribuição	
Tipo de equipamento	%
Banco de capacitores paralelo inferior a 69kv	6,7
Banco de capacitores seriais	5,0
Chave inferior a 69kv	6,7
Compensador de reativos	3,3
Condutor inferior a 69kv	5,0
Disjuntor	3,0
Edificação - casa de força	2,0
Edificação - outras	4,0
Estrutura (poste, torre) inferior a 69kv	5,0
Medidor	4,0
Painel, mesa de comando e cubículo	3,0
Regulador de tensão igual ou superior a 69kv	3,5
Religador	4,3
Transformador de distribuição	5,0
Transformador de força	2,5
Transformador de medida	3,0
Transformador de serviços auxiliares	3,3
Banco de capacitores paralelo igual ou superior a 69kv	5,0
Chave igual ou superior a 69kv	3,3
Condutor igual ou superior a 69kv	2,5
Estrutura (poste, torre) igual ou superior a 69kv	2,5
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,8

Atividade de geração	
Tipo de equipamento	%
Comporta	3,3
Edificação - casa de força	2,0
Edificação - outras	4,0
Gerador	3,3
Reservatório, barragem e adutora	2,0
Turbina hidráulica	2,5
Urbanização e benfeitorias	4,0

Demais atividades	
Tipo de equipamento	%
Edificação	4,0
Equipamento geral	10,0
Veículos	20,0

Provisões para contingências

São reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, e quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

Benefícios pós-emprego

Os custos de patrocínio dos planos de pensão e eventuais déficits (superávits) dos planos são contabilizados em atendimento à Deliberação CVM nº 371/00 e NPC nº 26 do IBRACON.

Os custos, as contribuições e o passivo atuarial, quando aplicáveis, são determinados anualmente, com base em avaliação realizada por atuários independentes, sendo a última efetuada para a data base 31 de dezembro de 2009.

Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos pelo valor que excede o limite de 10% em relação ao total dos ativos ou obrigações do plano, o que for maior (critério do corredor).



Apuração do resultado

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência.

A receita é reconhecida no resultado quando todos os riscos e benefícios inerentes são transferidos para o comprador. A receita de operações com energia elétrica e de serviços prestados é reconhecida no resultado em função da sua realização. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores e concessionárias é efetuado mensalmente, de acordo com o calendário de leitura e contratos de fornecimento, respectivamente.

A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada.

Estimativas contábeis

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, é requerido que a Administração da Companhia e das suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego, como divulgado na nota 3.2.n.

As principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Receita de fornecimento não faturado;
- Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE");
- Perda ou ganho de receita – baixa renda;
- Ativos e passivos regulatórios decorrentes de revisão e reajustes tarifários;
- Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases e diferenças temporárias;
- Recuperação de créditos PIS/COFINS – COSIT 27;
- Mensuração de instrumentos financeiros;
- Provisões para contingências; e
- Planos de benefícios pós-emprego.



Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia e de suas controladas revisa anualmente o valor contábil líquido do imobilizado e outros ativos não circulantes, inclusive o ágio e os ativos intangíveis, para identificar se houve evidências de perdas não recuperáveis ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando tais evidências são identificadas, e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O ágio e os ativos intangíveis com vida útil indefinida tem a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicadores de perda de valor.

Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros não-derivativos incluem aplicações financeiras, investimentos em instrumentos de dívida e patrimônio, contas a receber e outros recebíveis, caixa e equivalentes de caixa, empréstimos, financiamentos e debêntures, assim como contas a pagar e outras dívidas.

Instrumentos financeiros não-derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os instrumentos financeiros não-derivativos são mensurados conforme descrito abaixo:

- Instrumentos mantidos até o vencimento

Se a Companhia ou suas controladas tem a intenção e capacidade de manter até o vencimento seus instrumentos de dívida, esses são classificados como mantidos até o vencimento. Investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

- Instrumentos disponíveis para venda

Os investimentos da Companhia e suas controladas em instrumentos de patrimônio e de certos ativos relativos a instrumentos de dívida são classificados como disponíveis para venda. Posteriormente ao reconhecimento inicial, são avaliados pelo valor justo e as suas flutuações, exceto reduções em seu valor recuperável, e as diferenças em moeda estrangeira destes instrumentos, são reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, líquidos dos efeitos tributários. Quando um investimento deixa de ser reconhecido, o ganho ou perda acumulada no patrimônio líquido é transferido para resultado.

- Instrumentos financeiros ao valor justo através do resultado

Um instrumento é classificado pelo valor justo através do resultado se for mantido para negociação, ou seja, designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são designados pelo valor justo através do resultado se a Companhia gerencia esses investimentos e toma as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado pela Companhia. Após reconhecimento inicial, custos de transação atribuíveis são reconhecidos nos resultados quando incorridos. Instrumentos financeiros ao valor justo através do resultado são medidos pelo valor justo, e suas flutuações são reconhecidas no resultado.



- Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método de taxa de juros efetiva, reduzidos por eventuais reduções no valor recuperável.

- Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia e suas controladas, adicionalmente aos procedimentos adotados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2008, passaram a qualificar determinados instrumentos financeiros como para contabilidade de cobertura ("hedge accounting"), os quais possuem as seguintes diretrizes contábeis:

Instrumentos financeiros de derivativos e contabilidade de cobertura

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos na data da sua negociação ("trade date") pelo seu valor justo. Subsequentemente, o valor justo dos instrumentos financeiros derivativos é reavaliado numa base regular, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do período, exceto no que se refere aos derivativos de cobertura de fluxo de caixa. O reconhecimento das variações de valor justo dos derivativos de cobertura, nos resultados do período, depende da natureza do risco coberto e do modelo de cobertura utilizado.

Contabilidade de cobertura

A Companhia e suas controladas utiliza-se de instrumentos financeiros de cobertura do risco de taxa de juros, variação cambial e financiamentos. Os derivativos que não se qualificam como de cobertura são registrados como para negociação.

Os derivativos de cobertura são registrados ao valor justo e os ganhos ou perdas são reconhecidos de acordo com o modelo de contabilidade de cobertura adaptado, como segue:

- i. a data de início da relação, existe documentação formal da cobertura;
- ii. existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;
- iii. a eficácia da cobertura possa ser mensurada de forma confiável;
- iv. a cobertura é avaliada numa base contínua e efetivamente determinada como sendo altamente efetiva ao longo do período do financiamento; e
- v. em relação a cobertura de uma transação prevista, esta tem de ser altamente provável e tem de apresentar uma exposição a variações nos fluxos de caixa que poderia em última análise afetar o resultado.

Cobertura de fluxos de caixa

A parte efetiva das variações do valor justo dos derivativos designados e que se qualifiquem como cobertura de fluxos de caixa é reconhecida no patrimônio líquido – na rubrica ajustes de avaliação patrimonial. Os ganhos ou perdas da parcela inefetiva da relação de cobertura são reconhecidos por contrapartida no resultado do período, no momento em que ocorre a inefetividade.



Os valores acumulados no patrimônio líquido transitam pelo resultado nos períodos em que o item coberto afeta o resultado. Entretanto, quando a transação prevista que se encontra coberta resulta no reconhecimento de um ativo ou passivo não financeiro, os ganhos ou perdas registrados no patrimônio líquido são reconhecidos, por contrapartida, do custo inicial do ativo ou passivo.

Quando um instrumento de cobertura expira ou é alienado, ou quando a relação de cobertura deixa de cumprir os critérios para a contabilidade de cobertura, qualquer ganho ou perda acumulado registrado em patrimônio líquido na data mantém-se em patrimônio líquido até que a transação prevista seja reconhecida em resultados. Quando já não é esperado que a transação ocorra, os ganhos ou perdas acumulados registrados por contrapartida de patrimônio líquido são reconhecidos imediatamente no resultado do período.

Efetividade

Para que uma relação de cobertura seja classificada como tal, deve ser demonstrada a sua efetividade. Assim, a Companhia e suas controladas executam testes prospectivos na data de início da relação de cobertura e em cada data de balanço, e retroativamente de modo a demonstrar a sua efetividade e mostrando que as alterações no valor justo do item coberto são compensadas por alterações no valor justo do instrumento de cobertura, no que diz respeito ao risco coberto. Qualquer inefetividade apurada é reconhecida no resultado no momento em que ocorre.

Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, e alterações posteriores, abrangendo a EDP - Energias do Brasil S.A. e suas controladas (conforme descrito na Nota 1). Os critérios contábeis adotados na sua apuração foram aplicados uniformemente entre as diversas empresas do grupo.

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

- Eliminação do investimento da controladora nas suas controladas;
- Eliminação dos saldos das contas entre a controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre estas controladas;
- Destaque da participação dos acionistas minoritários nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados.
- A controlada em conjunto Porto do Pecém está sendo consolidada pelo método proporcional a partir de 14 de outubro de 2008.



10.6. Comentários sobre os controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las.

Acreditamos na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações contábeis da Companhia. Por essa razão, na opinião da administração da Companhia, as suas demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das operações da Companhia e situação patrimonial e financeira nas respectivas datas.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente.

Tal como requerido pelas normas profissionais de auditoria, o exame dos controles internos é realizado, exclusivamente, para a determinação da natureza, da extensão e da época de execução de outros testes de auditoria. Os serviços de auditoria prestados para o Grupo EDP não contemplaram o exame da estrutura e ambiente de controles internos, cujo objetivo seria a emissão de certificação quanto à eficácia dos controles internos. Portanto, não foram contratados para examinar os controles internos da Companhia nem para emitir relatórios sobre estes. Todavia, como parte dos exames de auditoria os controles internos foram revisados onde não foram identificadas deficiências relevantes.

10.7. Comentários sobre ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários nos 3 últimos exercícios sociais:

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008, não houve ofertas públicas de valores mobiliários de emissão da Companhia.

A Companhia realizou oferta pública secundária de ações de sua emissão em 2009. Oferta de Ações

Em 28 de outubro de 2009, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização da Distribuição Pública Secundária de Ações Ordinárias. A oferta de ações encerrou-se em 24 de novembro de 2009, com distribuição de 15,5 milhões de ações ao preço de R\$ 28,50 por ação.

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos levantados na oferta foram utilizados para: (i) pagamento da dívida tomada na época da operação de troca de ativos envolvendo Lajeado/Investco e Enersul no valor de R\$250,0 milhões para adquirir 13.110.225 ações da Companhia, em decorrência do direito de recesso exercido por acionistas minoritários; (ii) aumento da flexibilidade financeira e aproveitamento de futuras oportunidades de investimento, tais como novos projetos de geração de energia e repotenciações. Para mais detalhes da oferta, o prospecto definitivo pode ser consultado no website www.edpbr.com.br/ri.



b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição; e c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios.

Não houve qualquer desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação.

10.8. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

Não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.9. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8.

Não aplicável conforme item anterior.

10.10. Comentários sobre os principais elementos do plano de negócios da Companhia.

(a) investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos
Os investimentos da EDP Energias do Brasil totalizaram R\$ 785,8 milhões em 2009, 27% inferior aos recursos destinados às áreas de negócios no ano anterior.

Na distribuição, houve redução principalmente em função da saída da Enersul do perímetro de consolidação da EDP Energias do Brasil.

Na geração, as principais variações são as seguintes: (i) conclusão das obras da PCH Santa Fé; (ii) investimentos para as repotenciações na Energest; (iii) investimentos para a construção da UTE Porto do Pecém; e (iv) investimentos na UHE Peixe Angical com o transformador de carga e maiores valores investidos no reservatório da usina por motivos ambientais.

Investimentos (R\$ mil)	12M09	12M08	%
Distribuição	368.996	478.887	-22,9%
Bandeirante	147.565	160.089	-7,8%
Escelsa	221.431	224.765	-1,5%
Enersul	-	94.033	-100,0%
Geração	409.307	595.269	-31,2%
Enerpeixe	21.080	12.311	71,2%
Energest	67.348	92.250	-27,0%
Lajeado / Investco	12.368	8.766	41,1%
Santa Fé	41.758	74.936	-44,3%
Pecém	266.753	407.006	-34,5%
Outros	7.471	2.217	237,0%
Total	785.774	1.076.373	-27,0%



(ii) fontes de financiamento dos investimentos.

UTE Porto do Pecém I

O empréstimo BNDES totaliza R\$ 1,4 bilhão (em R\$ nominais, excluindo juros durante a construção), com prazo total de 17 anos, sendo 14 anos de amortização e carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. O custo contratado é de TJLP + 2,77% a.a. e durante a fase de construção os juros serão capitalizados. Do total, já foram desembolsados R\$ 700 milhões e utilizados para liquidação do empréstimo-ponte em Reais que havia sido contratado em fevereiro de 2008.

O empréstimo do BID totaliza US\$ 327 milhões, dos quais foram desembolsados US\$ 260 milhões. O valor desembolsado consiste em US\$ 117 milhões do empréstimo direto ("A Loan") e em US\$ 143 milhões do empréstimo indireto ("B Loan"). O montante liberado equivale ao CAPEX em moeda estrangeira já incorrido mais aproximadamente 75% dos desembolsos em moeda estrangeira previstos na implantação do empreendimento ao longo dos próximos 6 meses.

Ainda, o contrato de financiamento com o BID prevê um A Loan no montante total de US\$ 147 milhões, e B Loan no montante total de US\$ 180 milhões, com prazo total de 17 anos no A-Loan e 13 anos no B Loan, com carência para pagamento de juros e principal até julho de 2012. As taxas iniciais do A Loan e B Loan são Libor + 350 bps e Libor + 300 bps, respectivamente, com step ups ao longo do período.

Os desembolsos foram utilizados para liquidar o empréstimo-ponte.

Contrato de Abertura de Limite de Crédito - CALC – BNDES.

Em dezembro de 2009, o BNDES liberou R\$ 86,4 milhões para a EDP Bandeirante e R\$ 103,8 milhões para a EDP Escelsa do crédito rotativo contratado em 2009 no montante de R\$ 900 milhões, sob a modalidade CALC.

A EDP Energias do Brasil é a primeira empresa do setor elétrico a obter esta modalidade de financiamento direto (sem intermediação de um agente financeiro), criada pelo BNDES em 2005, que visa a simplificar os procedimentos de acesso a linhas de financiamento para empresas ou grandes grupos que representem baixo risco de crédito.

Os recursos aprovados ficam disponíveis para saque durante cinco anos, com prazo total de financiamento de cada saque de até dez anos. As taxas de juros são compostas da mesma forma que outras operações diretas junto ao BNDES: custo financeiro (TJLP no caso dos investimentos em distribuição) mais taxa de remuneração do BNDES mais taxa de risco de crédito estabelecida de acordo com a classificação de risco do Grupo junto ao BNDES.

A EDP Energias do Brasil utilizará estes recursos primordialmente para financiamento dos investimentos de suas distribuidoras (EDP Bandeirante e EDP Escelsa), bem como para construção de PCHs e para repotenciação de usinas existentes.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos.

Não aplicável, pois a Companhia não possui desinvestimentos previstos ou desinvestimentos relevantes em andamento.



b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Não aplicável, pois a Companhia não divulgou a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

A influência na capacidade produtiva de todas as aquisições realizadas pela Companhia já está refletida na seção 6.3 deste formulário de referência

c. novos produtos e serviços.

Não aplicável, pois a Companhia não pode fornecer produtos ou serviços que não os convencionados em seu contrato de concessão

10.11. Comentários sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção.

Não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção "10".



11. PROJEÇÕES

Em milhares de reais, exceto quando indicado

11.1. Projeções relativas aos 03 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente

a. Objeto da projeção

A Companhia divulga a estimativa de investimentos, subdividida por atividades de negócio. Os valores das projeções de investimentos encontram-se na tabela abaixo. Entretanto, note-se que as projeções aqui contidas são meras estimativas, e de forma alguma constituem promessa de desempenho por parte da Companhia ou de seus administradores.

Atividade	2010 – em R\$ milhões (*)	2011 – em R\$ milhões (*)
Geração	65	56
Repotenciações	18	6
Distribuição	340	247
Outros	129	273
Pecém Geração de Energia S.A.	485	207
Total	1.038	788

(*) Esses investimentos não contemplam os investimentos com o Programa Luz para Todos.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

As projeções são para o período de 2010-2011. As projeções são válidas até concretização das mesmas ou substituição por novas projeções.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- atendimento às demandas da área de concessão onde a Companhia, por meio de suas controladas, atua e obrigações e compromissos regulatórios e ambientais;
- cronograma de manutenções das unidades geradoras e distribuidoras (manutenções preventivas das linhas e redes, reservatórios e turbinas, podas de árvores, manutenção das estradas de acesso, retrofit em disjuntores e transformadores, dentre outros);
- iniciativas estratégicas.

A administração pode influenciar todas as premissas, exceto o atendimento ao mercado e as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle. Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem vir a ser revisadas.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão referentes aos 3 últimos exercícios sociais

Vide item 11.2, letra "b".



11.2. Se a Companhia divulgou projeções sobre a evolução de seus indicadores durante os 3 últimos exercícios sociais

a. Projeções que estão sendo substituídas pelas novas projeções incluídas neste formulário
As projeções não foram alteradas.

b. Comparativo dos dados projetados para períodos já transcorridos com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

	2007 – em R\$ milhões	2008 – em R\$ milhões	2009 – em R\$ milhões
Projetado	765	1.776	1.109
Realizado	665	1.076	786

Razões dos desvios:

2007

- Na empresa Castelo Energética, os investimentos em instalações novas foram R\$ 20 milhões menores do que o orçamento previsto.
- Na empresa Energest, os investimentos em instalações novas foram R\$ 15 milhões menores do que o orçamento previsto.
- Na empresa Enerpeixe, os investimentos na Construção da Usina ficaram R\$ 44 milhões abaixo do orçamento.
- Na Enersul, o investimento ficou R\$ 15 milhões abaixo do orçamento.

2008

- Na Enersul, o investimento ficou R\$ 67 milhões abaixo do orçamento.
- O orçamento de R\$ 590 milhões para o Empreendimento Ponte de Pedra não foi realizado.

2009

- Os investimentos em Pecém ficaram R\$ 192 milhões abaixo do orçamento.
- Investimento em Biomassa não realizado R\$ 64 milhões.
- Na empresa Energest, os investimentos em instalações novas foram R\$ 36 milhões a menos do que o orçamento previsto.

c. Projeções relativas a períodos ainda em curso que permanecem válidas na data de entrega do formulário e, em caso de substituição, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

As projeções informadas permanecem válidas.



12. ASSEMBLEIA GERAL E ADMINISTRAÇÃO

Em milhares de reais, exceto quando indicado

12.1. Estrutura administrativa da EDP – Energias do Brasil S.A. (“Companhia”), conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno:

a) Atribuições de cada órgão e comitê.

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria. O mandato dos membros do Conselho de Administração será unificado, de 1 (um) ano, e dos membros da Diretoria será de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Conselho de Administração

Sem prejuízo das atribuições previstas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, (“Lei das Sociedades por Ações”), compete ao Conselho de Administração:

- a. fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- b. eleger e destituir a Diretoria da Companhia, fixando as atribuições dos seus membros, observadas as disposições aplicáveis do Estatuto Social;
- c. fiscalizar a gestão da Diretoria, examinar a qualquer tempo os livros e papéis da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração pela Companhia, e praticar quaisquer outros atos necessários ao exercício de suas funções;
- d. convocar a Assembleia Geral nos casos previstos em lei ou quando julgar conveniente;
- e. manifestar-se sobre o relatório e as contas da Diretoria, bem como sobre as demonstrações financeiras do exercício que deverão ser submetidas à Assembleia Geral Ordinária;
- f. estabelecer os limites e valores de alçada da Diretoria para aquisição, alienação ou oneração de direitos, bens móveis ou imóveis, incluindo participações societárias, bem como a contratação de bens e serviços, de empréstimos e financiamentos, prestação de garantia em favor de terceiros e de outras obrigações pela Companhia;
- g. deliberar sobre qualquer negócio entre, de um lado, a Companhia e, de outro lado, quaisquer de seus acionistas diretos ou indiretos;
- h. escolher e destituir auditores independentes;
- i. deliberar sobre os assuntos que lhe forem submetidos pela Diretoria;
- j. submeter à Assembleia Geral propostas de aumento de capital acima do limite do capital autorizado, bem como de reforma do Estatuto Social;
- k. deliberar sobre a emissão, colocação, preço e condições de integralização de ações, debêntures conversíveis e bônus de subscrição, nos limites do capital autorizado, inclusive para a outorga de opção de compra de ações nos termos do Estatuto Social;
- l. deliberar sobre a oportunidade da emissão de debêntures, o modo de subscrição ou colocação e o tipo das debêntures a serem emitidas, a época, as condições de pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso das debêntures, se houver, bem como a época e condições de vencimento, amortização ou resgate das debêntures;



- m. deliberar sobre a aquisição de ações de emissão da Companhia para efeito de cancelamento ou permanência em tesouraria, bem como sobre sua revenda ou recolocação no mercado, observadas as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e demais disposições legais aplicáveis;
- n. aprovar a contratação da instituição depositária prestadora dos serviços de ações escriturais;
- o. aprovar os planos de negócios e orçamentos anuais e os planos plurianuais, operacionais e de investimento da Companhia;
- p. autorizar a emissão de títulos de dívida no mercado internacional e de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real, para distribuição pública ou privada, bem como dispor sobre os termos e as condições da emissão;
- q. autorizar a emissão de notas promissórias (commercial papers) para distribuição pública no Brasil ou no exterior, bem como dispor sobre os termos e as condições da emissão;
- r. propor à deliberação da Assembleia Geral a destinação a ser dada ao saldo remanescente dos lucros de cada exercício;
- s. declarar dividendos intermediários e intercalares, bem como juros sobre o capital, nos termos da Lei das Sociedades por Ações e demais legislação aplicável;
- t. dispor a respeito da ordem de seus trabalhos e estabelecer as normas regimentais de seu funcionamento, observadas as disposições deste Estatuto Social.

O Conselho de Administração, para seu assessoramento, poderá estabelecer a formação de comitês técnicos e consultivos, com objetivos e funções definidos, sendo compostos por integrantes dos órgãos de administração da Companhia ou não. Caberá ao Conselho de Administração estabelecer as normas aplicáveis aos comitês, incluindo regras sobre composição, prazo de gestão, remuneração e funcionamento.

Diretoria

A Diretoria será composta por até 6 (seis) membros, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração, que terão as seguintes designações, sendo autorizada a cumulação de funções por um mesmo Diretor: (i) Diretor Presidente; (ii) Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores; (iii) Diretor Vice-Presidente de Distribuição; (iv) Diretor Vice-Presidente de Geração; (v) Diretor Vice-Presidente de Comercialização; e (vi) Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão.

Compete à Diretoria a administração dos negócios sociais em geral e a prática, para tanto, de todos os atos necessários ou convenientes, ressalvados aqueles para os quais seja por lei ou pelo Estatuto Social atribuída a competência à Assembleia Geral ou ao Conselho de Administração. No exercício de suas funções, os Diretores poderão realizar todas as operações e praticar todos os atos de administração necessários à consecução dos objetivos de seu cargo, de acordo com a orientação geral dos negócios estabelecida pelo Conselho de Administração, incluindo resolver sobre a aplicação de recursos, transigir, renunciar, ceder direitos, confessar dívidas, fazer acordos, firmar compromissos, contrair obrigações, celebrar contratos, adquirir, alienar e onerar bens móveis e imóveis, prestar caução, avais e fianças, emitir, endossar, caucionar, descontar, sacar e avalizar títulos em geral, assim como abrir, movimentar e encerrar contas em estabelecimentos de crédito, observadas as restrições legais e aquelas estabelecidas neste Estatuto Social.



A Diretoria reunir-se-á sempre que convocada pelo Diretor Presidente ou por quaisquer dois Diretores Vice-Presidentes, em conjunto, sempre que assim exigirem os negócios sociais, com antecedência mínima de 02 (dois) dias, e a reunião somente será instalada com a presença da maioria de seus membros.

No caso de impedimento ou ausência temporária de qualquer Diretor, este poderá nomear outro Diretor para representá-lo nas reuniões, caso em que, Diretor assim nomeado para representá-lo deverá votar nas reuniões da Diretoria em seu próprio nome e em nome do Diretor por ele representado. A nomeação deverá ser realizada mediante notificação escrita ao Diretor Presidente, que deverá conter claramente o nome do Diretor designado e os poderes a ele conferidos e será anexada à ata da respectiva reunião. Alternativamente, em se tratando de ausência temporária, o Diretor poderá, com base na pauta dos assuntos a serem tratados, manifestar seu voto por escrito, por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico entregue ao Diretor Presidente.

Ocorrendo vaga na Diretoria, compete aos demais Diretores indicar, entre os mesmos, um substituto que acumulará, interinamente, as funções do diretor substituído, perdurando a substituição interina até o provimento definitivo do cargo a ser decidido pela primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, atuando o substituto então eleito até o término do mandato da Diretoria.

As reuniões da Diretoria poderão ser realizadas por meio de teleconferência, videoconferência ou outros meios de comunicação, e tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Neste caso, os membros da Diretoria que participarem remotamente da reunião da Diretoria deverão expressar seus votos por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico que identifique de forma inequívoca o remetente.

Ao término da reunião, deverá ser lavrada ata, a qual deverá ser assinada por todos os Diretores fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas da Diretoria da Companhia. Os votos proferidos por Diretores que participarem remotamente da reunião da Diretoria ou que tenham se manifestado por escrito, na forma do Estatuto Social, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas da Diretoria, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Diretor ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

As deliberações nas reuniões da Diretoria serão tomadas por maioria de votos dos presentes em cada reunião ou que tenham manifestado seu voto por escrito, na forma do Estatuto Social, sendo que, no caso de empate, caberá ao Diretor Presidente o voto de qualidade.

A Companhia considerar-se-á obrigada quando representada:

- a. por 02 (dois) Diretores em conjunto;
- b. por 01 (um) Diretor em conjunto com 1 (um) procurador com poderes especiais, devidamente constituído;
- c. por 02 (dois) procuradores em conjunto, com poderes especiais, devidamente constituídos; e
- d. por 01 (um) Diretor ou 1 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato, nesse caso exclusivamente para a prática de atos específicos.



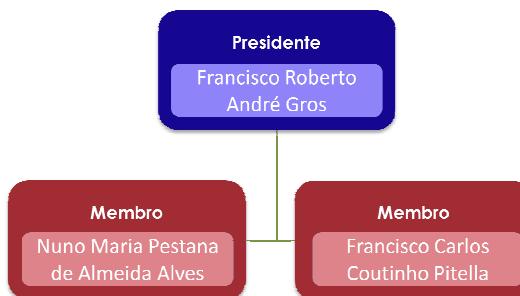
As procurações serão outorgadas em nome da Companhia por 2 (dois) Diretores em conjunto, devendo especificar os poderes conferidos e salvo aquelas previstas para fins judiciais, terão período de validade limitado a, no máximo, 01 (um) ano. As procurações para fins judiciais poderão ser outorgadas por prazo indeterminado e aquelas outorgadas para fins de cumprimento de cláusula contratual poderão ser outorgadas pelo prazo de validade do contrato a que estiverem vinculadas.

Comitês

A estrutura de governança da Companhia conta com três comitês de apoio: Comitê de Auditoria, Comitê de Remuneração e Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa. Estes comitês são responsáveis por assessorar o Conselho de Administração nas deliberações sobre as matérias apresentadas. São compostos de três membros, integrantes do Conselho, que podem solicitar informações e sugestões de integrantes da Diretoria ou de membros do corpo gerencial da Companhia.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é um comitê de caráter permanente, responsável por acompanhar e avaliar as atividades de auditoria externa e interna, monitorar os riscos de negócios da Companhia, acompanhar as práticas contábeis e de transparência das informações, bem como assessorar o Conselho de Administração nas deliberações sobre as matérias apresentadas. O Comitê de Auditoria é composto por três membros escolhidos entre os Conselheiros de Administração, sendo um deles o conselheiro independente (Francisco Gros, que ocupa o cargo de Presidente do Comitê), um indicado pelo acionista controlador (Nuno Maria Pestana de Almeida Alves) e um nomeado pelos acionistas não controladores da Companhia (Francisco Carlos Coutinho Pitella).



O Comitê de Auditoria também é responsável por estabelecer procedimentos para recebimento, retenção e tratamento das queixas dos assuntos recebidos pelo Canal de Comunicação e Denúncia da EDP no Brasil.

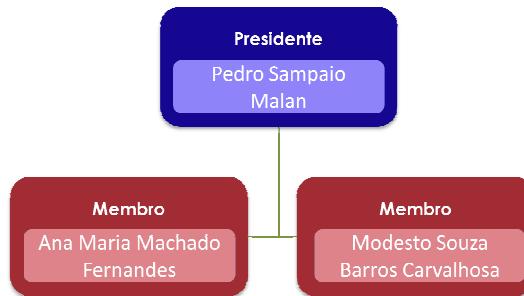
Comitê de Remuneração

O Comitê de Remuneração é um comitê consultivo de deliberação colegiada, de caráter não-permanente, ao qual compete assessorar o Conselho de Administração nas deliberações relativas às políticas de remuneração da Companhia e de suas controladas. O Comitê de Remuneração é composto por três membros escolhidos entre os Conselheiros de Administração, sendo dois conselheiros indicados pelo acionista controlador (Antônio Luis Guerra Nunes Mexia, presidente do comitê e Nuno Maria Pestana de Almeida Alves) e um conselheiro independente (Pedro Sampaio Malan).



Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa

O Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa é um comitê permanente encarregado de zelar pela perenidade da organização, com uma visão de longo prazo e sustentabilidade, incorporando considerações de ordem social e ambiental na definição de seus negócios e operações. Deve também assegurar a adoção das melhores práticas de governança corporativa e dos mais elevados princípios éticos, visando a aumentar o valor da sociedade, facilitar o acesso ao capital a custos mais baixos e contribuir, de modo igual, para a sua perenidade. Entre suas atribuições, destaca-se a proposição do regime de avaliação do Conselho de Administração e de seus membros e a análise e acompanhamento de todos os negócios entre partes relacionadas. É integrado por três conselheiros, sendo um deles, o presidente, conselheiro independente da Companhia (Pedro Sampaio Malan), sendo os dois outros membros Ana Maria Machado Fernandes, representante do acionista controlador, e Modesto Carvalhosa, indicado pelos acionistas minoritários. O Comitê se reuniu 6 (seis) vezes ao longo de 2009.



b) Data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês.

A Companhia não possui um Conselho Fiscal permanente, contudo, o Conselho Fiscal pode ser instalado em qualquer ano fiscal mediante requerimento de seus acionistas. Atualmente, o Conselho Fiscal não está instalado. Mediante reuniões do Conselho de Administração, o Comitê de Auditoria e o Comitê de Remuneração foram criados em 14 de setembro de 2005, e o Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa foi criado em 09 de outubro de 2006.



Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, quando seu funcionamento não é permanente, o Conselho Fiscal poderá ser instalado pela Assembleia Geral, a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações, com mandato até a primeira Assembleia Geral Ordinária seguinte à sua instalação. Este percentual pode ser reduzido para até 2% do capital social votante dependendo do nosso capital social, nos termos da Instrução CVM 324, de 19 de janeiro de 2000.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, o Conselho Fiscal é constituído de 3 membros e suplentes em igual número. De acordo com as regras do segmento de listagem Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("Novo Mercado"), os membros do Conselho Fiscal deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, termo de anuência dos membros do Conselho Fiscal referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

Adicionalmente, se a Companhia tiver um acionista majoritário controlador ou grupo de acionistas controlador, os acionistas minoritários que representem, no mínimo, 10% das ações tem direito de eleger separadamente um membro do Conselho Fiscal e seu suplente, e os demais acionistas poderão eleger um membro a mais que o número total de membros eleitos pelos minoritários. Caso o poder de controle seja exercido por um acionista que detenha menos de 50% do nosso capital social ou por acionistas que não sejam membros de um grupo de acionistas, a Lei das Sociedades por Ações prevê que o acionista controlador ou o grupo de acionistas que, isoladamente ou em conjunto, sejam titulares de ações representativas de 10% ou mais do capital social terá direito de eleger, em votação em separado, um membro e respectivo suplente. Igual direito terá o acionista ou o grupo de acionistas diverso daquele que elegeu um membro na forma anteriormente explicitada, observadas as mesmas regras e condições de eleição. Os demais acionistas, excluídos os que votaram na eleição de membros para o Conselho Fiscal por votação em separado na forma mencionada, poderão eleger os membros efetivos e suplentes que, em qualquer caso, serão em número igual ao dos eleitos pelos acionistas pertencentes aos grupos mencionados anteriormente, mais um.

O Conselho Fiscal não pode ter membros que façam parte do nosso Conselho de Administração, da Diretoria ou do quadro de colaboradores da Companhia, de uma empresa controlada ou de uma empresa do mesmo grupo, tampouco um cônjuge ou parente dos administradores da Companhia. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações exige que os membros do Conselho Fiscal recebam, a título de remuneração, no mínimo, 10% da média da remuneração paga aos Diretores, excluindo benefícios, verbas de representação e participações nos lucros e resultados.

c) Mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê.

Atualmente, não há mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê.

d) Em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais.

Compete ao Diretor Presidente: (i) executar e fazer executar as deliberações das Assembleias Gerais e do Conselho de Administração; (ii) determinar e promover a execução e implementação das políticas, estratégias, orçamentos, projetos de investimento e demais condições do plano de negócios da Companhia; (iii) coordenar as atividades dos demais Diretores, observadas as atribuições específicas previstas neste Estatuto Social; (iv) definir a repartição de competências dos demais membros da



Diretoria nas áreas não especificamente mencionadas no Estatuto Social, *ad referendum* do Conselho de Administração; (v) superintender todas as operações da Companhia, acompanhando seu andamento, incluindo a governança corporativa, as políticas de recursos humanos e de relacionamento institucional e as atividades relacionadas à auditoria e às áreas de regulação, jurídica e de desenvolvimento organizacional e processos da Companhia; (vi) presidir as reuniões da Diretoria; e (vii) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas: (i) planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades relativas às operações de natureza financeira e contábil da Companhia, (ii) gerir as finanças consolidadas e o risco financeiro da Companhia; (iii) representar a Companhia perante os órgãos de controle e demais instituições que atuam no mercado de capitais, competindo-lhe prestar informações aos investidores, à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e às Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados, conforme legislação aplicável; (iv) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade; e, (v) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos nas áreas relacionadas aos serviços compartilhados definidos pelo Diretor Presidente.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Distribuição, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas: (i) avaliar e acompanhar políticas, estratégias de distribuição de energia e a implementação de projetos relacionados aos serviços técnicos comuns pelas sociedades controladas e coligadas da Companhia; (ii) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade; e (iii) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos nas áreas relacionadas aos serviços compartilhados definidos pelo Diretor Presidente.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Geração, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas: (i) avaliar e acompanhar políticas e estratégias de geração de energia pelas sociedades controladas e coligadas da Companhia; incluindo os serviços de operação e manutenção das instalações de geração de energia; (ii) avaliar e acompanhar políticas e estratégias de gerenciamento de risco energético das sociedades controladas e coligadas da Companhia; (iii) planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades relacionadas às áreas de meio-ambiente da Companhia; (iv) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade; e, (v) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos nas áreas relacionadas aos serviços compartilhados definidos pelo Diretor Presidente.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Comercialização, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas: (i) avaliar e acompanhar políticas e estratégias de comercialização de energia das sociedades controladas e coligadas da Companhia; (ii) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos relacionados aos serviços comerciais comuns pelas sociedades



controladas e coligadas da Companhia (iii) planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades relacionadas às áreas de desenvolvimento empresarial e de comunicação institucional e responsabilidade social da Companhia; (iv) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade; e, (v) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos nas áreas relacionadas aos serviços compartilhados definidos pelo Diretor Presidente.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão, dentre outras atribuições que lhe venham a ser estabelecidas: (i) planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades relacionadas às áreas de planejamento e controle e de suprimentos da Companhia; (ii) garantir a aplicação das políticas corporativas e dos princípios de desenvolvimento sustentável em todas as atividades sob sua responsabilidade; e; (iii) avaliar e acompanhar políticas, estratégias e a implementação de projetos nas áreas relacionadas aos serviços compartilhados definidos pelo Diretor Presidente.

e) *Mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria.*

Os principais mecanismos de avaliação dos membros da diretoria estão descritos no item 13.1 letra c deste formulário de referência.

12.2. Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a) *Prazos de convocação.*

A Companhia não adota práticas ou políticas diferenciadas relativamente aos prazos de convocação estipulados na legislação societária. A Lei das Sociedades por Ações exige que todas as assembleias gerais sejam convocadas mediante três publicações no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da companhia, e em outro jornal de grande circulação. Nossas publicações são atualmente feitas no Diário Oficial do Estado de São Paulo, veículo oficial do Governo do Estado de São Paulo e no Jornal Brasil Econômico, sendo a primeira convocação realizada, no mínimo, 15 dias antes da assembleia, e a segunda convocação realizada com oito dias de antecedência. A CVM poderá, todavia, em determinadas circunstâncias, determinar que a primeira convocação para assembleias gerais de acionistas seja feita com até 30 dias de antecedência da data em que os documentos relativos às matérias a serem deliberadas forem colocados à disposição dos acionistas.

Historicamente, a Companhia convoca suas Assembléias Gerais com 30 (trinta) dias de antecedência.

b) *Competências.*

Compete à Assembleia Geral, deliberar sobre as seguintes matérias, sem prejuízo de outras matérias de sua competência: (a) reformar o estatuto social; (b) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os administradores e fiscais da Companhia, ressalvado o disposto no inciso II do art. 142 da Lei das Sociedades por Ações; (c) tomar, anualmente, as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas; (d) autorizar a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no § 1º do art. 59 da Lei das Sociedades por Ações; (e) suspender o exercício dos direitos do



acionista (art. 120 da Lei das Sociedades por Ações); (f) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social; (g) autorizar a emissão de partes beneficiárias; (h) deliberar sobre transformação, fusão, incorporação e cisão da Companhia, sua dissolução e liquidação, eleger e destituir liquidantes e julgar-lhes as contas; (i) deliberar sobre a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros; e (j) autorizar os administradores a confessar falência e pedir concordata.

c) Endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise.

Eletrônicos: www.energiasdobrasil.com.br/ri; www.cvm.gov.br; www.bovespa.com.br.

Físico: Sede social da Companhia, localizada na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 4º andar – Itaim Bibi Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, Brasil.

d) Identificação e administração de conflitos de interesses.

No caso de algum acionista ter interesse conflitante com a matéria da ordem do dia, segundo a legislação brasileira, este está vedado em proferir o seu voto. Nesse sentido, na Companhia essa regra se aplica, não se admitindo o voto, regra geral, dos acionistas que tenham conflito com a matéria constando na ordem do dia.

e) Solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto.

A Companhia admite que, desde que o representante esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido, este representante pode votar em nome do acionista.

f) Formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico.

A Companhia admite que o acionista seja representado na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de 1 (um) ano, que seja acionista, administrador da Companhia, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos. A Companhia não admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico.

g) Manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

A Companhia não mantém fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias Gerais.

h) Transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias.

A Companhia não transmite ao vivo e/ou áudio as assembleias.

i) Mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas.

Não há, atualmente, mecanismos para permitir tal inclusão, visto que até a presente data nunca foi solicitada à Companhia tal inclusão. A Companhia poderá atender tais solicitações, caso apresentadas, em cada caso específico.



12.3. Datas e jornais de publicação:

Ano		2009		2008		2007	
		Data	Jornal	Data	Jornal	Data	Jornal
Aviso aos acionistas comunicando a disponibilização das demonstrações financeiras ^{Nota1}	Data(s) de publicação em Jornais	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1
		Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1
Convocação da assembleia geral ordinária que apreciou as demonstrações financeiras	Data(s) de publicação em Jornais	10, 11,12/03/201 0	Valor Econômico	09, 10 e 11/03/2009	Valor Econômico	10, 11, 12/03/2008	Valor Econômico
		10, 11,12/03/201 0	DOESP	07, 10 e 11/03/2009	DOESP	8, 11, 12/03/2008	DOESP
Ata da assembleia geral ordinária que apreciou as demonstrações financeiras	Data(s) de publicação em Jornais	11/05/2010	Valor Econômico	30/04/2009	Valor Econômico	08/05/2008	Valor Econômico
		11/05/2010	DOESP	30/04/2009	DOESP	08/05/2008	DOESP
Demonstrações financeiras	Data(s) de publicação em Jornais	03/03/2010	Valor Econômico	06/03/2009	Valor Econômico	06/03/2008	DOESP
		03/03/2010	DOESP	06/03/2009	DOESP	06/03/2008	Valor Econômico

Nota 1: A publicação do Comunicado é dispensada quando as Demonstrações Financeiras são publicadas até 1 mês antes da data marcada para a realização da assembleia geral ordinária

12.4. Descrição das regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração:

O Conselho de Administração será composto por, no mínimo, 5 e, no máximo 11 membros, dos quais um será o seu Presidente e outro o seu Vice-Presidente, todos acionistas, eleitos pela Assembleia Geral e por ela destituíveis a qualquer tempo, sendo que, no mínimo, 20% dos Conselheiros deverão ser Conselheiros Independentes, tal como definido no Regulamento do Novo Mercado. A Assembleia Geral da Companhia determinará, pelo voto da maioria dos presentes, não se computando os votos em branco, previamente à sua eleição, o número de membros do Conselho de Administração da Companhia em cada exercício.

Todos os novos membros do Conselho de Administração devem subscrever um Termo de Anuênciam dos Administradores ("Termo de Anuênciam"), condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do Termo de Anuênciam, os novos membros do Conselho de Administração da Companhia responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado.



Não poderá ser eleito para o Conselho de Administração, salvo dispensa da Assembleia, aquele que (i) for empregado ou ocupar cargos de administração em sociedades que possam ser consideradas concorrentes da Companhia; ou (ii) tiver ou representar interesse conflitante com a Companhia.

Independentemente das formalidades de convocação, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros, por si ou representados na forma do Estatuto Social.

As reuniões do Conselho de Administração somente se instalarão com a presença da maioria de seus membros em exercício e serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração e secretariadas por quem ele indicar. No caso de impedimento ou ausência temporária do Presidente do Conselho de Administração, as reuniões do Conselho de Administração serão presididas pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, por Conselheiro escolhido por maioria dos votos dos demais membros do Conselho, cabendo ao presidente da reunião indicar o secretário.

No caso de impedimento ou ausência temporária de qualquer membro do Conselho de Administração, este poderá nomear outro membro para representá-lo, caso em que, em se tratando de ausência temporária, o membro assim nomeado para representá-lo deverá votar nas reuniões do Conselho de Administração em seu próprio nome e em nome do membro por ele representado. A nomeação deverá ser expressamente aceita pelo membro nomeado, bem como notificada ao Presidente do Conselho de Administração. Alternativamente, em se tratando de ausência temporária, o membro do Conselho de Administração poderá, com base na pauta dos assuntos a serem tratados, manifestar seu voto por escrito, por meio de carta ou fac-símile entregue ao Presidente do Conselho de Administração, ou ainda, por correio eletrônico que identifique de forma inequívoca o remetente, com prova de recebimento pelo Presidente do Conselho de Administração.

Em caso de vacância do cargo de qualquer membro do Conselho de Administração, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes e servirá até a primeira Assembleia Geral que se realizar após a caracterização da vacância do cargo.

As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas mediante o voto favorável da maioria dos membros em exercício, sendo que, no caso de empate, caberá ao Presidente do Conselho de Administração o voto de qualidade.

As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia. Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência, videoconferência ou outros meios de comunicação, e tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Neste caso, os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião do Conselho deverão expressar seus votos por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico que identifique de forma inequívoca o remetente.

Ao término da reunião, deverá ser lavrada ata, a qual deverá ser assinada por todos os Conselheiros fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração da Companhia. Os votos proferidos por Conselheiros que participarem remotamente da reunião do Conselho ou que tenham se manifestado por escrito na forma do estatuto social, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Conselheiro ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.



Deverão ser publicadas e arquivadas no registro do comércio as atas de reunião do Conselho de Administração da Companhia que contiverem deliberação destinada a produzir efeitos perante terceiros.

a) Frequência das reuniões

O Estatuto Social da Companhia prevê que o Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada 3 (três) meses e, extraordinariamente, sempre que necessário. As reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente, por seu Vice-Presidente ou por quaisquer 02 (dois) membros em conjunto, mediante notificação escrita entregue com antecedência mínima de 05 (cinco) dias e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados.

Ao longo do tempo, as reuniões do Conselho de Administração da Companhia foram realizadas nas datas abaixo indicadas:

2010	2009	2008	2007
05/05/2010	14/12/2009	23/12/2008	18/12/2007
02/03/2010	24/11/2009	04.11.2008	11/11/2007
22/02/2010	28/10/2009	24/10/2008	30/10/2007
26/01/2010	29/09/2009	13/10/2008	15/10/2007
-	29/07/2009	03/10/2008	18/09/2007
-	02/07/2009	09/09/2008	31/08/2007
-	24/06/2009	29/07/2008	24/07/2007
-	06/05/2009	17/06/2008 (15h00min)	27/04/2007
-	30/04/2009	17/06/2008 (14h30min)	17/04/2007
-	04/03/2009	07/05/2008	28/02/2007
-	23/01/2009	15/04/2008	-
-	05/01/2009	05/03/2008	-
-	-	08/01/2008	-

b) Se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho.

Não há, atualmente, acordo de acionistas vigente arquivado na Companhia.

c) regras de identificação e administração de conflito de interesses

Nos termos de Regulamento de Competências dos Órgãos da Administração e Regimento dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração aprovado em Reunião de Conselho de Administração ocorrida em 08 de janeiro de 2008, compete ao Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa da Companhia, dentre outras atribuições: (i) acompanhar, avaliar e fiscalizar os procedimentos internos relativos a conflitos de interesses, bem como a eficácia dos sistemas de avaliação e resolução de conflitos de interesses; e (ii) opinar nas hipóteses de conflitos de interesses suscitados no âmbito das atividades da Companhia e Controladas e dos seus órgãos de administração, notadamente com os acionistas, diretos ou indiretos.



12.5. Cláusula compromissória do estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem:

Nos termos do Artigo 41 de seu estatuto social, a Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação do Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

12.6. Informações gerais dos administradores e membros do conselho fiscal:

Nome	Idade	Profissão	CPF ou Passaporte	Cargo Eleito Ocupado	Data de Eleição	Data da Posse	Prazo do Mandato	Outros Cargos ou Funções Exercidos na Companhia	Eleito pelo Controlador
Antonio Luis Guerra Nunes Mexia	52	Economista	nº G542748	Presidente do Conselho de Administração	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Presidente do Comitê de Remuneração	Sim
Antonio Manuel Barreto Pita de Abreu	60	Engenheiro Eletrotécnico	231.356.918-70	Diretor Presidente Vice Presidente do Conselho de Administração	08/01/2008 09/04/2010	15/01/2008 09/04/2010	07/01/2011 AGO/2010	Não aplicável, pois o mesmo não exerce outro cargo ou função na Companhia.	Sim
Nuno Maria Pestana de Almeida Alves	51	Engenheiro Naval	nº G754930	Membro do Conselho de Administração	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Membro do Comitê de Auditoria Membro do Comitê de Remuneração	Sim
Ana Maria Machado Fernandes	47	Economista	nº G495481	Membro do Conselho de Administração	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Membro do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	Sim
Francisco Roberto André Gros	67	Economista	038.644.137-53	Membro do Conselho de Administração (Independente)	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Presidente do Comitê de Auditoria	Não
Pedro Sampaio Malan	67	Engenheiro Elétrico	028.897.227-91	Membro do Conselho de Administração (Independente)	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Presidente do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa e membro do Comitê de Remuneração	Não
Francisco Carlos Coutinho Pitella	57	Engenheiro Civil	370.030.977-53	Membro do Conselho de Administração (Independente)	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Membro do Comitê de Auditoria	Não
Modesto Souza Barros Carvalhosa	77	Advogado	007.192.698-49	Membro do Conselho de Administração (Independente)	09/04/2010	09/04/2010	AGO/2010	Membro do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	Não
Miguel Dias Amaro	42	Engenheiro Mecânico	233.025.998-03	Diretor Vice Presidente de Finanças e Relações com Investidores Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão	05/01/2009 08/01/2008	05/01/2009 07/04/2008	07/01/2011 07/01/2011	Não aplicável, pois o mesmo não exerce outro cargo ou função na Companhia.	Sim
Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas	38	Engenheiro	233.022.348-05	Diretor Vice Presidente de Distribuição	14/12/2009	01/01/2010	07/01/2011	Não aplicável, pois o mesmo não exerce outro cargo ou função na Companhia.	Sim
Luiz Otavio Assis Henriques	51	Engenheiro Elétrico	024.750.768-79	Diretor Vice Presidente de Geração Diretor Vice Presidente de Comercialização	07/05/2008 14/12/2009	07/05/2008 01/01/2010	07/01/2011 07/01/2011	Não aplicável, pois o mesmo não exerce outro cargo ou função na Companhia. Não aplicável, pois o mesmo não exerce outro cargo ou função na Companhia.	Sim Sim



12.7. Membros dos comitês estatutários da Companhia, bem como dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, ainda que tais comitês ou estruturas não sejam estatutários:

Comitê de Auditoria

Nome	Idade	Profissão	CPF ou Passaporte	Cargo Eletivo Ocupado	Data de Eleição	Data da Posse	Prazo do Mandato	Outros Cargos ou Funções Exercidos na Companhia	Eleito pelo Controlador
Francisco Roberto André Gros	67	Economista	038.644.137-53	Presidente do Comitê de Auditoria	05/05/2010	05/05/2010	01 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração	Não
Nuno Maria Pestana de Almeida Alves	51	Engenheiro Naval	G754930	Membro do Comitê de Auditoria	05/05/2010	05/05/2010	01 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração	Sim
Francisco Carlos Coutinho Pitella	57	Engenheiro Civil	370.030.977-53	Membro do Comitê de Auditoria	05/05/2010	05/05/2010	01 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração	Não

* O prazo de Mandato dos membros do Comitê de Auditoria é de 01 (um ano), atribuindo-se como termo a realização de Reunião do Conselho de Administração imediatamente posterior à Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre as demonstrações financeiras do exercício findo.

Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa

Nome	Idade	Profissão	CPF ou Passaporte	Cargo Eletivo Ocupado	Data de Eleição	Data da Posse	Prazo do Mandato	Outros Cargos ou Funções Exercidos na Companhia	Eleito pelo Controlador
Pedro Sampaio Malan	67	Engenheiro Elétrico	028.897.227-91	Presidente do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração ----- Membro do Comitê de remuneração0	Não
Ana Maria Machado Fernandes	47	Economista	nº G495481	Membro do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração	Sim
Modesto Souza Barros Carvalhos	77	Advogado	007.192.698-49	Membro do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração	Não

* O prazo de Mandato dos membros do Comitê Sustentabilidade e Governança Corporativa é de 01 (um ano), atribuindo-se como termo a realização de Reunião do Conselho de Administração imediatamente posterior à Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre as demonstrações financeiras do exercício findo.



Comitê de Remuneração

<u>Nome</u>	<u>Idade</u>	<u>Profissão</u>	<u>CPF ou Passaporte</u>	<u>Cargo Eleito Ocupado</u>	<u>Data de Eleição</u>	<u>Data da Posse</u>	<u>Prazo do Mandato</u>	<u>Outros Cargos ou Funções Exercidos na Companhia</u>	<u>Eleito pelo Controlador</u>
Antonio Luis Guerra Nunes Mexia	52	Economista	nº G542748	Presidente do Comitê de Remuneração	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Presidente do Conselho de Administração	Sim
Nuno Maria Pestana de Almeida Alves	47	Engenheiro Naval	nº G754930	Membro do Comitê de Remuneração	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração Membro do Comitê de Auditoria	Sim
Pedro Sampaio Malan	67	Engenheiro Elétrico	028.897.227-91	Membro do Comitê de Remuneração	05/05/2010	05/05/2010	1 (um) ano*	Membro do Conselho de Administração Presidente do Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa	Não

* O prazo de Mandato dos membros do Comitê de Remuneração é de 01 (um ano), atribuindo-se como termo a realização de Reunião do Conselho de Administração imediatamente posterior à Assembléia Geral Ordinária que deliberar sobre as demonstrações financeiras do exercício findo.



12.8. Em relação a cada um dos administradores e membros do conselho fiscal:

a) Currículos dos administradores e membros do conselho fiscal:

Membros do Conselho de Administração

Antônio Luis Guerra Nunes Mexia. Presidente Executivo da EDP - Energias de Portugal desde março de 2006, António Mexia está à frente, também, do Conselho de Administração da Energias do Brasil. Com relevantes passagens pelo setor energético português - foi presidente da Associação Portuguesa de Energia por dez anos, de 1992 a 2002, além de alto executivo de empresas como Galp Energia e Transgás. Mexia destaca-se ainda por ter ocupado, de julho de 2004 a março de 2005, o ministério das Obras Públicas, Transportes e Comunicações do governo português. Na área acadêmica, destacou-se como professor no curso de pós-graduação em Estudos Europeus na Universidade Católica, de 1985 a 1989, e como assistente no Departamento de Economia da Universidade de Genève, entre 1979 e 1991.

Antonio Manuel Barreto Pita de Abreu. Licenciado em Engenharia Electrotécnica pelo Instituto Superior Técnico. É também membro do Conselho Consultivo do Departamento de Engenharia e Gestão do instituto Superior e Membro do comitê de Infraestrutura da Fiesp. Foi presidente do conselho de administração da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., EDP Produção – Gestão da Produção de Energias S.A., EDINFOR – Sistemas de Informação S.A., ENAGÁS, MRH – Mudança e Recursos Humanos S.A., e presidente da ELECPOR – Associação Portuguesa das Empresas Eléctricas. O Sr. Antônio Manuel Barreto Pita de Abreu possui endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 14º andar, São Paulo/SP.

Nuno Maria Pestana de Almeida Alves. Apesar de licenciado em Engenharia e Construção Naval pela Universidade de Michigan, em 1980, foi pela área administrativo-financeira que Nuno Alves fez a sua carreira. Na mesma universidade onde alcançou o título de engenheiro, tornou-se mestre em gestão de empresas, em 1985. Três anos depois, deu início à sua trajetória profissional, como técnico na direção de estudos e planejamento do Banco Comercial Português. Alves fez carreira na instituição, onde passou por diversos cargos até assumir, em 1999, a presidência do Conselho de Administração da CISF Dealer (braço de investimentos do Banco Comercial Português), e, em 2000, o cargo de Administrador com os Pelouros de Tesouraria e Mercado, do agora denominado Millenniumbcp Investimento (anterior Banco CISF). O Sr. Nuno Maria Pestana de Almeida Alves possui endereço comercial na Praça Marquês de Pombal, 12 1250- 162, Lisboa, Portugal.

Ana Maria Machado Fernandes. Licenciada em economia pela Faculdade de Economia do Porto, em 1986, a portuguesa Ana Maria Fernandes já amealhou, em sua ainda jovem trajetória profissional, experiências de peso. Só no setor energético, foi diretora de planejamento estratégico e M&A da Gás de Portugal, reportando diretamente ao CEO da empresa, administradora da Transgás S.A. e da Galp Energia, SGPS, SA, e presidente e CEO da Galp Power, SGPS, SA. Sem abdicar a uma sólida formação acadêmica, concluiu MBA pela Universidade do Porto, em 1989, e, no mesmo ano, pós-graduação em finanças, pela Faculdade de Economia do Porto, onde foi ainda assistente nas cadeiras de



Contabilidade Analítica e Análise Financeiras, de 1989 a 1991. A Sra. Ana Maria Machado Fernandes possui endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 14º andar, São Paulo/SP.

Francisco Roberto André Gros. Formou-se em Economia pela Universidade de Princeton, EUA, em 1964. Conselheiro independente desde 14 de setembro de 2005 e presidente do Comitê de Auditoria. Preside ainda o Conselho de Administração da Lojas Renner e é membro dos Conselhos de Administração da Globex Utilidades S.A., da Ocean Wilsons Ltda., Amcham – Câmara Americana de Comércio e dos Conselhos Consultivos da Air Liquide do Brasil Ltda., Scania Latin America Ltda., Banco Financia S.A., Brazilian American Chamber of Commerce, The Americas Society Inc. e The Nature Conservancy. Foi presidente da Aracruz Celulose, do Banco Central do Brasil (por duas vezes), da Petrobras e do BNDES. Foi ainda membro titular da Câmara de Gestão da Crise de Energia e responsável pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. O Sr. Francisco Roberto André Gros possui endereço comercial na Praia do Flamengo, nº 154, Rio de Janeiro/RJ.

Pedro Sampaio Malan. Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da PUC do Rio de Janeiro em 1965, Malan sagrou-se PhD em Economia pela Universidade de Berkeley Califórnia. Ex-ministro da Fazenda do governo Fernando Henrique Cardoso, de 1995 a 2002, e ex-presidente do Banco Central entre 1993 e 1995, Pedro Malan traz a sua experiência ao Conselho de Administração da Energias do Brasil, missão que acumula com a de presidir os conselhos de administração do Unibanco e da empresa Globex-Ponto Frio, e com a participação no Conselho Consultivo da Alcoa Alumínio S.A. É professor do Departamento de Economia da Universidade Católica do Rio de Janeiro e autor de dezenas de trabalhos sobre Economia Brasileira e Economia Internacional, publicados no Brasil e no exterior. O Sr. Pedro Sampaio Malan possui endereço comercial na Rua Eusébio Matoso, nº 891 – 4º andar, São Paulo/SP.

Modesto Souza Barros Carvalhosa. Bacharel pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, em 1957; Doutor em Direito, na área de concentração de Direito Comercial e Econômico, pela USP, em 1968. Conselheiro desde 14 de setembro de 2005. Carvalhosa é também membro do Conselho Curador da Universidade Federal de São Carlos e da Fundação Padre Anchieta, do Conselho de Administração da Companhia Melhoramentos de São Paulo e da Câmara de Arbitragem da Bolsa de Valores de São Paulo. Foi professor de Direito Comercial da USP, consultor jurídico da Bolsa de Valores de São Paulo, presidente do Tribunal de Ética da Ordem dos Advogados do Brasil (OAB) – Seção São Paulo e membro da Comissão Constitucional da OAB. O Sr. Modesto Souza Barros Carvalhosa possui endereço comercial na Rua José Maria Lisboa, n.º 1139, São Paulo/SP.

Francisco Carlos Coutinho Pitella. Formado em engenharia civil pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ e diretor de Relações com Investidores da GTD Participações S.A., empresa com investimentos na EDP - Energias do Brasil. Presidente do Comitê de Investimento do Energia PCH Fundo de Investimento em Participações. Presidente do Conselho de Administração e diretor geral da Juruena Participações e Investimentos S.A., empresa com investimentos em PCHs no Estado do Mato Grosso. Representa as tradings Marc Rich Investment AG, Stratton Metals LTD e Trafigura AG na importação e exportação de minérios e metais. Foi membro dos Conselhos de Administração e Fiscal da EDP Escelsa e da Enersul. Foi diretor da Vale do Rio Doce Alumínio S.A., membro dos Conselhos de Administração das empresas Valesul Alumínio S.A.



e Mineração Rio do Norte S.A. e dos Conselhos Consultivo da Albras - Alumínio Brasileiro S.A. e Alunorte - Alumina do Norte do Brasil S.A. Foi diretor geral para a América do Sul das tradings Atoc Corporation e Marc Rich Investment AG. O Sr. Francisco Carlos Coutinho Pitella possui endereço comercial na Praia do Flamengo, nº 66 – Bloco B – sala 1509, Rio de Janeiro/RJ.

Membros da Diretoria

Antonio Manuel Barreto Pita de Abreu. Vide currículo acima, relativo à participação do Sr. Antonio Manuel Barreto Pita de Abreu como Vice-Presidente do Conselho de Administração.

Miguel Dias Amaro. Licenciado em Engenharia Mecânica pelo Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal. Foi diretor de auditoria interna da Portugal Telecom, assessor do presidente da Portugal Telecom, adjunto do secretário de Estado do Tesouro e Finanças no Ministério de Finanças, e analista financeiro do setor de Telecomunicações da Espírito Santo B&M (Madrid). O Sr. Miguel Dias Amaro possui endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 14º andar, São Paulo/SP.

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas. Licenciado em Engenharia Física Tecnológica do IST e possui Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pelo IST – Instituto Superior Técnico. Foi Diretor de Marketing Estratégico e Administrador da Lisboagás – Grupo Gás de Lisboa, EDP Comercial, EDP Inovação e da Portogás. O Sr. Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas possui endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 14º andar, São Paulo/SP.

Luiz Otavio Assis Henriques. Engenheiro elétrico, licenciado em 1980 pela UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas, com Pós-graduação em Planejamento Energético e modelo de privatização britânico pela The Monfort University of Leicester – Inglaterra. Possui ampla experiência no setor elétrico brasileiro, com passagens pela CESP – Cia. Energética de São Paulo e Elektro, no cargo de Diretor Executivo Comercial e de Suprimento de Energia. O Sr. Luiz Otavio Assis Henriques possui endereço comercial na Rua Bandeira Paulista, nº 530, 14º andar, São Paulo/SP.

Membros do Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia não foi instalado nos últimos 3 exercícios sociais.

b) Condenações judiciais e administrativas (inclusive criminais) envolvendo os administradores e membros do conselho fiscal:

Nos últimos 5 anos, não houve condenações judiciais ou administrativas envolvendo os administradores da Companhia. Não obstante, quando da tomada de posse de seus respectivos cargos, os administradores da Companhia, declararam, para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não estiveram sujeitos aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.



12.9. Relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até o segundo grau existentes entre:

a) Administradores da Companhia

Não há relação familiar entre os administradores, exceto em relação ao Sr. Miguel Dias Amaro, nosso Diretor Vice Presidente de Finanças e Relações com Investidores, que é cunhado do Sr. Antônio Luis Guerra Nunes Mexia, presidente do nosso Conselho de Administração.

b) Administradores da Companhia e administradores de controladas diretas ou indiretas da Companhia

Não aplicável, pois não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia e administradores de controladas diretas ou indiretas da Companhia

c) Administradores da Companhia ou de suas controladas diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia

Não aplicável, pois não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia e administradores de controladas diretas ou indiretas da Companhia.

d) Administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

Não aplicável, pois não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia e administradores de controladas diretas ou indiretas da Companhia.

12.10. Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia e:

a) Sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia.

Não aplicável, pois não houve relação de subordinação, prestação de serviço ou controle mantido, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia e sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia.

b) Controlador direto ou indireto da Companhia

Não aplicável, pois não houve relação de subordinação, prestação de serviço ou controle mantido, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia e sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia.



c) Fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia, de suas controladas ou controladoras, ou controladas de alguma dessas pessoas, caso relevantes.

Não aplicável, pois não houve relação de subordinação, prestação de serviço ou controle mantido, nos três últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia e fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia de suas controladas, ou controladas de alguma dessas pessoas.

12.11. Acordos (inclusive apólices de seguro) estabelecendo o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções:

A Companhia possui seguro de responsabilidade civil para seus conselheiros, diretores e administradores, bem como para os mesmos de suas subsidiárias, emitida por Itaú Seguros S.A., com cobertura válida até 30 de junho de 2010, respeitada as limitações impostas pela respectiva apólice.

Esta apólice possui limite máximo de cobertura no valor de R\$ 39,03 milhões e cobre ações judiciais, processos administrativos propostos contra os administradores da Companhia e suas subsidiárias, conforme acima expostos, decorrentes de, mas não limitados a, responsabilização tributária, trabalhistas ou por danos morais causados a terceiros, bem como para gerenciamento de crise, reclamações relacionadas à poluição, penhora “on-line” e para acordos realizados com consentimento da seguradora, respeitados os limites e exclusões de cobertura impostos pelos respectivos endossos à mencionada apólice.

12.12. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal, por meio de disposição do estatuto social da Companhia, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação do Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.



13. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Em milhares de reais, exceto quando indicado

13.1 Política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, Diretoria, Conselho Fiscal e Comitês.

a) objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração tem como objetivo assegurar a atração e retenção de profissionais altamente qualificados e incentivar o alcance dos objetivos e a superação de metas, visando à agregação de valor à Companhia. Todo o processo está sustentado por pesquisas constantes de mercado, qualitativa e quantitativa, conduzidas, atualmente, pela Hay do Brasil Consultores Ltda., empresa especializada e de renome internacional.

De acordo com a Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações" ou "Lei 6.404"), é responsabilidade dos acionistas, em assembleia geral, fixar, anualmente, o montante global ou individual da remuneração dos membros do conselho de administração e da diretoria. Conforme disposto no estatuto social da Companhia ("Estatuto Social"), cabe à assembleia geral da Companhia ("Assembleia Geral") fixar a remuneração global anual dos membros do conselho de administração da Companhia ("Conselho de Administração"), da sua diretoria (Diretoria) (conjuntamente "Administradores") e dos seus comitês ("Comitês"), e cabe ao Conselho de Administração realizar a distribuição dos valores aos seus membros e aos membros da Diretoria. Ainda de acordo com o Estatuto Social, não há uma política específica de remuneração do conselho de Administração e da diretoria da Companhia. A Companhia adota o critério de remuneração, nos termos do seu regulamento de competências, segundo o qual compete ao comitê de remuneração da Companhia ("Comitê de Remuneração") propor o nível de remuneração para a diretoria e principais executivos da Companhia e suas controladas, bem como outros mecanismos de compensação adequados às práticas de mercado, em função da avaliação de desempenho econômico-financeiro, ambiental e social.

A remuneração do pessoal chave da Administração no último exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, conforme requerido pela Deliberação CVM n.º 560, de 11 de dezembro de 2008, alcançou o montante de R\$ 3.997 milhões, valor composto somente por benefícios de curto prazo, sem os custos de rescisões contratuais.



b) composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;

- **Remuneração Fixa:** composta por pró-labore, benefícios diretos (assistência médica, assistência odontológica, farmácia) e indiretos (carro, escola de filhos, aluguel, curso de idiomas 100% financiado pela Companhia) conforme senioridade e complexidade da posição em questão, e baseada nas melhores práticas de mercado. A Companhia visa, assim, à permanência de profissionais altamente qualificados na administração da Companhia;

- **Remuneração Variável:** composta por bônus. A remuneração variável de curto prazo tem por objetivo recompensar o alcance ou superação dos objetivos da Companhia.

- **Benefícios pós emprego:** para os membros da diretoria, consiste em assistência médica por 06 meses, opção de compra de veículo ao valor de 80% do valor de mercado e manutenção do número do celular.

- **Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo:** para os membros da diretoria, consiste na concessão de outplacement somente para membros da diretoria com o objetivo de manter-se alinhada com as práticas de mercado.

ii. Proporção de cada elemento na remuneração total.

Conselho de Administração

Remuneração Fixa: 100%

Diretoria

Remuneração Fixa: 69%

Remuneração Variável: 31%

Benefícios pós emprego: 0%

Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo: 0%



Conselho Fiscal

Não aplicável, tendo em vista que o Conselho Fiscal não foi instalado.

Comitê de Auditoria

Não aplicável, pois os membros deste comitê não recebem remuneração específica por participação no comitê.

Comitê de Remuneração

Não aplicável, pois os membros deste comitê não recebem remuneração específica por participação no comitê.

Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa

Não aplicável, pois os membros deste comitê não recebem remuneração específica por participação no comitê.

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

A metodologia é estabelecida pelo Comitê de Remuneração, e aprovada pela Assembleia Geral, tendo como base as melhores práticas de mercado, visando a garantir o cumprimento do plano de negócios da Companhia. Para isso, a Companhia utiliza os serviços a Consultoria Hay do Brasil Consultores Ltda, para análise comparativa do Mercado de Executivos, composto por empresas do mesmo porte, e segmento.

iv. razões que justificam a composição da remuneração.

Além de garantir a competitividade e atratividade da Companhia, visa a aumentar o valor da mesma.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

Atualmente, não há mecanismos de avaliação de desempenho para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

A Diretoria é avaliada seguindo o modelo de Gestão de Desempenho do conglomerado EDP, que é composta por:

1) Avaliação dos Objetivos do conglomerado - através do cumprimento das metas acompanhadas por três indicadores escolhidos anualmente, estabelecidas pela Direção para o conglomerado EDP. Para 2010, os indicadores a serem utilizados são: Cotação EDP ENBR, ISE Bovespa, Performance do Grupo EDP, controle e confronto dos Gastos Gerenciáveis(PMSO) entre os valores reais e orçados e Resultado líquido;



- 2) Avaliação dos Objetivos da Empresa - através do cumprimento das metas acompanhadas por indicadores estabelecidos para as empresas do conglomerado. Para 2010, os indicadores a serem utilizados são: CAPEX, OPEX, disponibilidade (quantidade de máquinas disponível para operação) e Certificação ISO e OHSAS;
- 3) Avaliação dos Objetivos da Área (equipes) – através do cumprimento das metas acompanhadas por três indicadores estabelecidos para cada área da Companhia. Os principais indicadores para este fim para 2010 são: Cumprimento de 65 exigências estabelecidas na Licença de Operação da usina para 2010 em datas e critérios pré-estabelecidos conforme observações e evidências, Gastos Gerenciáveis (PMSO) versus Orçamento, Tempo de Execução de Serviços da Parada Geral da UHE.
- 4) Avaliação dos Objetivos Individuais - para os profissionais de todos os níveis - através do cumprimento das metas individuais, que visam estimular o alinhamento às diretrizes do conglomerado EDP;
- 5) Avaliação de Competências Individuais para os profissionais de todos os níveis – de acordo com o cada grupo funcional.

d) estrutura da remuneração para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O acompanhamento dos indicadores de desempenho é feito pelo Comitê de Remuneração. No início do ano subsequente ao exercício e após a apuração dos resultados financeiros da Companhia, os valores obtidos pelos indicadores determinam a remuneração variável, dentro dos parâmetros prefixados em Assembleia Geral.

e) relação entre a política ou prática de remuneração e os interesses da Companhia

A política de remuneração utilizada pela Companhia baseia-se na remuneração fixa e variável, sendo que a fixa tem por objetivo a obtenção de competitividade e atratividade de profissionais altamente qualificados, e por sua vez, a variável, por ser estabelecida com base em indicadores de desempenho aderentes aos objetivos de negócio, o objetivo de alinhamento com os interesses da Companhia, o seu aumento de valor e sua sustentabilidade.

f) Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

A remuneração dos Administradores e membros do Conselho de Administração é suportada parte pela própria Companhia e parte pelas suas controladas e controlador. O total individual recebido no conjunto EDP Energias do Brasil S.A. e Controladas é prefixado pelos órgãos estatutários pertinentes. Para maiores informações sobre a remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos, vide item 13.15 abaixo.

g) remunerações ou benefícios vinculados à ocorrência de eventos societários
 Não há remunerações ou benefícios vinculados à ocorrência de eventos societários.

13.2 Remuneração do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria reconhecida no resultado da Companhia dos três últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social de 2010

Conforme facultado pelo artigo 67 da IN CVM 480, a Companhia não divulgará informações sobre os exercícios sociais encerrados em 2007 e 2008.

2010(*)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	8(**)	4(**)	Não aplicável	-
Remuneração fixa anual (em R\$)	860.000	2.104.402	Não aplicável	2.964.402
Salário ou pró-labore	860.000	2.081.211	Não aplicável	2.941.211
Benefícios diretos e indiretos	Não aplicável	23.191	Não aplicável	23.191
Remuneração por participação em Comitês	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Outros	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Remuneração Variável (em R\$)	Não aplicável	895.598	Não aplicável	895.598
Bônus	Não aplicável	895.598	Não aplicável	895.598
Participação nos resultados	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Remuneração por participação em reuniões	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Comissões	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Outros	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Benefícios pós-emprego	Não aplicável	Valor não estimado	Não aplicável	Não aplicável
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	Não aplicável	Valor não estimado	Não aplicável	Não aplicável
Remuneração baseada em ações	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Valor Total da remuneração, por órgão	860.000	3.000.000	Não aplicável	3.860.000

(*) Valores aprovados na AGO, realizada em 08 de Abril de 2010.

(**) O número de membros de cada órgão foi apurado com base na média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais, conforme requerido pelo Ofício Circular CVM nº 03/2010.

Obs.: Os itens indicados na tabela como "não aplicáveis" decorrem de informações prestadas neste item 13.



2009	<u>Conselho de Administração</u>	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	8(*)	5(*)	Não aplicável	13
Remuneração fixa anual (em R\$)	792.000	2.184.076	Não aplicável	2.976.076
Salário ou pró-labore	792.000	2.160.885	Não aplicável	2.952.885
Benefícios diretos e indiretos	Não aplicável	23.191	Não aplicável	23.191
Remuneração por participação em Comitês	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Outros	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
		1.020.924	Não aplicável	1.020.924
Remuneração Variável (em R\$)	Não aplicável			
Bônus	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Participação nos resultados	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Remuneração por participação em reuniões	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Comissões	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Outros	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Benefícios pós-emprego	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Remuneração baseada em ações	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Valor Total da remuneração, por órgão (**)	792.000	3.205.000	Não aplicável	3.997.000

(*) O número de membros de cada órgão foi apurado com base na média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais, conforme requerido pelo Ofício Circular CVM nº 03/2010.

(**)	Aprovado em AGO	Realizado
Conselho de Administração	R\$ 860.000	R\$ 792.000
Diretoria	R\$ 3.700.000	R\$ 3.205.000
Total	R\$ 4.560.000	R\$ 3.997.000

Obs.: Os itens indicados na tabela como "não aplicáveis" decorrem de informações prestadas neste item 13.

13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal nos últimos três exercícios sociais da Companhia e remuneração prevista para o exercício social de 2010.

Somente a Diretoria da Companhia recebe remuneração variável.

<u>2010</u>	<u>Diretoria Estatutária</u>
Número de membros	4
Bônus	
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	806.039
Valor máximo previsto no plano de remuneração	985.158
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	895.598
Valor efetivamente reconhecido	Não aplicável, pois o exercício social está em andamento.
Participação no resultado	Não aplicável (*)
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	Não aplicável (*)
Valor máximo previsto no plano de remuneração	Não aplicável (*)
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	Não aplicável (*)
Valor efetivamente reconhecido	Não aplicável (*)!!

<u>2009</u>	<u>Diretoria Estatutária</u>
Número de membros	5
Bônus	
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	918.832
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.123.016
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	1.020.924
Valor efetivamente reconhecido	1.020.924
Participação no resultado	Não aplicável (*)
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	Não aplicável (*)
Valor máximo previsto no plano de remuneração	Não aplicável (*)
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	Não aplicável (*)
Valor efetivamente reconhecido	Não aplicável (*)

(*) Não se aplica, pois nenhum dos diretores estatutários recebe a remuneração variável em forma de participação no resultado.

Conforme faculta o artigo 67 da Instrução CVM n.º 480, a Companhia não apresentará informações relativas aos exercícios sociais de 2007 e 2008.



13.4. Informações relacionadas ao plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Não aplicável

13.5. Ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social:

Empresa	Valor Mobiliário (Ação exceto quando indicado de forma diferente)	Quantidade de Valores Mobiliários		
		Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal
EDP	ON	17*	-	-
Enerpeixe	ON	-	3	-
Energest	ON	1*	3	-
Enertrade	ON	1*	3	-
Enernova	ON	1*	3	-
Santa Fé Energia	ON	1*	-	-
Omega Engenharia e Assessoria	Quota	1*	-	-
Enercoutho	ON	1*	-	-
Ipueiras Energia	ON	1*	2	-
CENAEEL	ON	1*	-	-
Elebrás	Quota	10.000*	-	-
Porto Pecém Geração de Energia	ON	-	3	-
EDP Renováveis Brasil	ON	2*	1	-
Investco	ON	1*	3	-
Evrecy Participações	Quota	1*	-	-
Couto Magalhães Energia	ON	-	2	-
Lajeado Energia	ON	-	3	-
Pantanal Energética	Quota	1*	-	-
Terra Verde Bioenergia Participações	ON	-	3	-

* O Diretor Presidente da Companhia que também ocupa o cargo de Vice-Presidente do Conselho de Administração possui uma única ação em decorrência de obrigação legal, a qual se encontra somada no "Conselho de Administração" acima.

Não há outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum que sejam detidos pelos administradores da Companhia ou pelos membros do Conselho Fiscal.



13.6. Informações relacionadas à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia:

Não aplicável, pois a Companhia não teve remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia.

13.7 Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, pois a Companhia não possui plano de opção.

13.8 Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável, conforme item 13.6. e 13.7.

13.9 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6. a 13.8. (inclusive método de precificação do valor das ações e das opções):

Não aplicável, conforme itens 13.6. a 13.8.

13.10 Informações relacionadas aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

Não aplicável, pois os diretores e membros do conselho de administração e do conselho fiscal (este quando instalado) não participam do Plano de Previdência da Companhia.

13.11 Valor da maior, da menor e valor médio da remuneração individual do Conselho de Administração, da Diretoria estatutária e do Conselho Fiscal.

2009	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	8	5
Valor da maior remuneração individual (em R\$)	288.000	1.024.000
Valor da menor remuneração individual (em R\$)	144.000	779.552
Valor médio de remuneração individual (em R\$) (*)	198.000	900.444

OBS: Valores anuais realizados em 2009

	2010	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros		8	4
Valor da maior remuneração individual (em R\$)		288.000	938.667
Valor da menor remuneração individual (em R\$)		144.000	779.552
Valor médio de remuneração individual (em R\$) (*)		198.000	869.555

OBS: Valores anuais aprovados na AGO de 30.04.2010.

13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria (inclusive consequências financeiras para a Companhia):

Não aplicável, pois a Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguro ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou aposentadoria.

13.13 Em relação aos três últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do Conselho de Administração, da Diretoria ou do Conselho Fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

Tendo em vista a faculdade prevista no art. 67 da IN CVM 480, a Companhia não divulgará informações relativas aos exercícios sociais encerrados em 2007 e 2008.

	2010	2009
<u>Conselho de Administração</u>	100%	100%
<u>Diretoria</u>	50%	60%
<u>Conselho Fiscal</u>	Não aplicável(*)	Não aplicável(*)

(*) Não foi instalado conselho fiscal na Companhia para os períodos indicados.

13.14 Informações dos últimos 3 exercícios sociais sobre os valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não aplicável, pois os administradores ou os membros do Conselho Fiscal não são remunerados por quaisquer outras funções que não as que ocupam.



13.15 Informações dos últimos 3 exercícios sociais sobre os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria ou do Conselho Fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

Tendo em vista a faculdade prevista no art. 67 da IN CVM 480, a Companhia não divulgará informações relativas aos exercícios sociais encerrados em 2007 e 2008.

Exercício de 2009			
(Em R\$)			
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
EDP PORTUGAL	0,00	Não aplicável(*)	852.321
EDP Bandeirante	34.848	Não aplicável(*)	1.268.129
Energest	0,00	Não aplicável(*)	1.142.475
Enernova	0,00	Não aplicável(*)	541.440
Enertrade	0,00	Não aplicável(*)	553.035
Total	34.848	Não aplicável(*)	4.357.400

Euro Rate = R\$ 2,50733 (31/12/2009 – Fonte Banco Central do Brasil)

(*) O conselho fiscal não foi instalado no referido exercício social.

13.16 Outras Informações Relevantes

Não aplicável

14. RECURSOS HUMANOS

Em milhares de reais, exceto quando indicado

14.1. Descrição dos Recursos Humanos da Companhia, com as seguintes informações:

- a) Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):

A Companhia[, por meio de suas controladas e coligadas,] atua em regiões distintas do País e tem como prática o recrutamento, a seleção e a contratação de colaboradores nos locais em que mantém suas operações. Nos cargos operacionais e técnicos, o aproveitamento da mão-de-obra local é majoritário nas áreas atendidas pelas empresas do conglomerado EDP. Quanto aos cargos de alta gerência, a preferência é por executivos da região que recebe a unidade de negócio; entretanto, na impossibilidade de haver candidatos com o perfil que julgamos ser necessário, opta-se pelo recrutamento em outras localidades.

Em 31 de dezembro de 2009, o quadro de colaboradores da EDP Energias do Brasil era composto por 61 pessoas, 15% maior do que o quadro de colaboradores registrado em 31 de dezembro de 2008. Houve a admissão de 25 colaboradores e o desligamento de 17 colaboradores no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009. Desta forma, o turnover registrado foi de 40%. Do total de colaboradores, 32 são homens e 29 mulheres.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, a folha de pagamento bruta totalizou R\$ 13.606.053,95 que corresponde à remuneração e aos encargos sociais compulsórios destinados aos colaboradores.

A tabela a seguir apresenta o número de empregados da empresa por categoria e por localização geográfica, para as datas indicadas:

Quadro de Empregados	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Número total de empregados	61	53	49
Número de empregados por categoria de atividade			
Diretor Celetista	4	4	2
Alta Gerência	7	5	8
Gerentes	7	6	6
Supervisores	1	1	1
Profissionais	37	30	23
Técnicos	3	7	9

**Número de empregados por localização geográfica:**

ES	0	0	0
MS	0	0	0
SP	61	53	49
TO	0	0	0

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Quadro de Terceirizados	Em 31 de dezembro de		
	2009	2008	2007
Número total terceirizados	37	39	39
Número de terceirizados por categoria de atividade			
Limpeza	14	14	14
Manutenção	3	3	3
Malote	5	5	5
Recepção	3	3	3
Telefonista	2	2	2
Monitoramente	3	3	3
Segurança	7	9	9
Número de terceirizados por localização geográfica:			
SP	37	39	39

c) índice de rotatividade dos empregados da Companhia

	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2007
Índice de Rotatividade	40%	40%	40%

d) exposição da Companhia a passivos e contingências trabalhistas

Para informações sobre passivos e contingências trabalhistas da Companhia, ver item 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.



14.2. Comentários sobre alterações relevantes ocorridas com relação aos números divulgados no item 14.1 acima:

Por se tratar de uma holding, seus profissionais tem um nível de especialização variado, há grande competitividade com todos os setores da economia, o que gera uma grande rotatividade.

14.3. Políticas de remuneração dos empregados da Companhia, informando:

a) política de salários e remuneração variável

A política de remuneração da Companhia é analisada por meio de comparação com os salários pagos no mercado, com o objetivo de manter o nível de competitividade adequado. As pesquisas salariais são feitas por meio de metodologia da consultoria Hay Group, que classifica os cargos por pontuação de acordo com três elementos: know-how, processo mental e responsabilidade por resultados. A mensuração destes três fatores resulta no peso do cargo. Tal metodologia permite mensurar a importância e a complexidade relativas aos resultados esperados do cargo.

Essa política de remuneração reflete o respeito do conglomerado EDP às diferenças e à oferta de oportunidades iguais de desenvolvimento aos colaboradores.

A empresa possui programas de participação nos lucros para seus empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira ("Programas de Participação nos Lucros"). A participação dos empregados nos resultados está pautada pelo cumprimento de três condições com pesos dados a cada uma delas: metas da empresa (50%), metas da equipe (25%) e metas individuais (25%). A recompensa do empregado é apurada em número de salários (representado pela soma do salário base e adicionais), podendo variar de zero ao máximo de dois salários do mês anterior ao do seu pagamento.

b) política de benefícios

A Companhia administra a sua política de benefícios como vantagens e facilidades que suas empresas oferecem aos seus colaboradores com o intuito de proporcionar-lhes segurança e bem-estar, tanto no ambiente interno quanto externo, de forma a manter o conglomerado EDP competitivo na obtenção e manutenção dos seus recursos humanos e proporcionar aos seus colaboradores maior motivação.



A Companhia demonstra sua responsabilidade em relação aos seus empregados por meio da adoção de um pacote de benefícios, qualificado como um dos melhores e mais completos do mercado, dentre os quais se destacam: assistência médica hospitalar, assistência odontológica, previdência privada, auxílio refeição, auxílio alimentação, auxílio creche e seguro de vida.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores.

Não aplicável. A Companhia não possui programa de opção de compra de ações.

14.4. Relações entre a Companhia e os sindicatos

Em 2009, a Companhia assinou acordos coletivos de trabalho com todas as entidades de classe que representam os colaboradores das empresas do conglomerado EDP. Os acordos incluíram planos de Participação nos Lucros e Resultados separados para gestores e não-gestores.

A política de relações sindicais adotada pela Companhia assegura a livre associação sindical e a negociação coletiva em todas as empresas do conglomerado EDP.

A tabela abaixo apresenta a participação dos colaboradores da Companhia em sindicatos para os períodos indicados.

	Em 31 de dezembro de		
Participação em Sindicatos	2009	2008	2007
Número de associados	0	0	0
Percentual de associados	0	0	0
Número de sindicatos	1	1	1

Não houve nenhuma ocorrência de greve nas empresas do conglomerado EDP nos últimos quatro anos.



15. CONTROLE

Em milhares de reais, exceto quando indicado

15.1. Identificação da acionista ou grupo de acionistas controladores

Nome	Nacionalidade	CPF/CNPJ	Ordinárias		Total		Acordo de acionistas	Data da última alteração
			Quantidade	%	Quantidade	%		
EDP - Energias de Portugal S.A.	Portuguesa	05.706.311/0001-94	39.739.013	25,02	39.739.013	25,02	Não há	15/10/2008
Balwerk Consultoria Econômica e Participações Soc. Unipessoal Ltda.	Portuguesa	05.472.186/0001-03	24.928.914	15,70	24.928.914	15,70	Não há	11/02/2009
EDP – Investment & Services Ltd.	Caimana	05.718.825/0001-60	38.234.188	24,08	38.234.188	24,08	Não há	01/08/2005

(h) se o acionista for pessoa jurídica, lista contendo as informações referidas nos subitens "a" a "d" acerca de seus controladores diretos e indiretos, até os controladores que sejam pessoas naturais, ainda que tais informações sejam tratadas como sigilosas por força de negócio jurídico ou pela legislação do país em que forem constituídos ou domiciliados o sócio ou controlador;

EDP – Energias de Portugal, S.A.

A EDP - Energias de Portugal S.A. ("Energias de Portugal") é a principal acionista da Companhia. A Energias de Portugal é uma sociedade por ações constituída de acordo com as leis de Portugal, com sede na cidade de Lisboa, na Praça Marquês de Pombal, 12. A tabela abaixo apresenta a distribuição do capital da EDP – Energias de Portugal S.A. entre os acionistas detentores do seu poder de controle.

Nome	Nacionalidade	CPF/CNPJ	Ações		Total		
			Quantidade	%	Quantidade	%	Voto*
PARPÚBLICA - Participações Públicas, SGPS, S.A.	Portuguesa	Não inscrita	749.323.856	20,49	749.323.856	20,49	20,69
IBERDROLA - Participações, SGPS, S.A.	Espanhola	Não inscrita	347.371.083	9,50	347.371.083	9,50	5,00**
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	Portuguesa	Não inscrita	191.468.320	5,24	191.468.320	5,24	5,00**
Caja de Ahorros de Asturias (CajAstur)	Espanhola	Não inscrita	183.257.513	5,01	183.257.513	5,01	5,00**
SONATRACH***	Argelina	Não inscrita	81.713.076	2,23	81.713.076	2,23	2,26
Total			1.553.133.848	42,47	1.553.133.848	42,47	37,95

* A percentagem de direitos de voto foi determinada deduzindo as ações mantidas em tesouraria.

** De acordo com o disposto no n.º 3 do Art. 14º do Contrato de Sociedade da Energias de Portugal não serão considerados os votos inerentes às ações de categoria A, emitidos por um acionista, em nome próprio ou como representante de outro, que excedam 5% da totalidade dos votos correspondentes ao capital social.

*** Em conformidade com o acordo de acionistas (acordo parassocial) celebrado com as acionistas Parpública - Participações Públicas, (SGPS), S.A. e Caixa Geral de Depósitos, S.A., os direitos de voto correspondentes às participações sociais detidas por estas duas acionistas passaram, a ser imputáveis à Sonatrach desde 11 de abril de 2007.

**Balwerk Consultoria Econômica e Participações Soc. Unipessoal Lda.**

A Balwerk Consultoria é uma sociedade constituída de acordo com as leis de Portugal, com sede na cidade de Lisboa, na Avenida José Malhoa, lote A - 13, controlada integralmente pela EDP – Energias de Portugal, S.A., cuja distribuição do capital social encontra-se descrita acima.

Nome	Nacionalidade	CPF/CNPJ	Ações		Total	
			Quantidade	%	Quantidade	%
EDP - Energias de Portugal S.A.	Portuguesa	05.706.311/0001-94	01	100,00	01	100,00
Total			01	100,00	01	100,00

Energias de Portugal Investments and Services, Ltd.

A EDP ISSL é uma sociedade constituída de acordo com as leis das Ilhas Cayman, com sede em George Town, Grand Cayman, na Genesis Trust & Corporate Services Ltd., segundo andar, Compass Centre, P.O. Box 448GT, Ilhas Cayman. O capital da EDP ISSL é integralmente detido pela Eletricidade de Portugal Finance Company (Ireland) Ltd., a qual, por sua vez, é integralmente detida pela EDP – Energias de Portugal S.A., cuja distribuição do capital social encontra-se descrita acima.

Nome	Nacionalidade	CPF/CNPJ	Ações		Total	
			Quantidade	%	Quantidade	%
Eletricidade de Portugal Finance Company (Ireland) Ltd.	Portuguesa	Não inscrita	3.006	100,00	3.006	100,00
Total			3.006	100,00	3.006	100,00

15.2. Informações sobre os acionistas, ou grupos de acionistas que agem em conjunto ou que representam o mesmo interesse, com participação igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de ações e que não estejam listados no item 15.1.

Não aplicável. A não ser os acionistas listados no item 15.1, não há acionistas, ou grupos de acionistas que agem em conjunto ou que representam o mesmo interesse, com participação igual ou superior a 5% de mesma classe ou espécie de ação.

15.3. Distribuição do capital, conforme apurado na última assembleia geral de acionistas, realizada em 09/04/2010.

	Quantidade	Quantidade
Pessoas físicas	1.925.220	1.925.220
Pessoas jurídicas	156.879.984	156.879.984
Investidores institucionais	38.532.912	38.532.912
Ações em circulação	55.622.847	55.622.847



15.4. Organograma dos acionistas da Companhia

Item não apresentado, por ser de apresentação facultativa.

15.5. Informações sobre qualquer acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia ou do qual o controlador seja parte.

Não existem acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia ou do qual o controlador seja parte.

15.6. Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores da Companhia.

Não ocorreram alterações relevantes na participação de membros do grupo de controle da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

15.7. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações adicionais que devem ser prestadas neste item 15 do Formulário de Referência.



16. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

16.1. Regras, políticas e práticas da Companhia quanto à realização de transações com partes relacionadas (conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto):

A Companhia celebra, no curso normal de seus negócios, operações com partes relacionadas a preços, prazos, encargos financeiros e demais condições compatíveis com as de mercado. Tais operações incluem, entre outras, mútuos, assunção de dívida, prestação de garantia, compra e venda de energia elétrica, prestação de serviços de suporte administrativo/financeiro e tecnologias de informação e contratos de operação, conservação e manutenção de usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas.

Compete ao Conselho de Administração da Companhia, nos termos da alínea g, do Artigo 22 de seu Estatuto Social, deliberar sobre qualquer negócio realizado pela Companhia e por algum de seus acionistas, diretos ou indiretos. Compete também ao Conselho de Administração o estabelecimento de comitês técnicos e consultivos, visando a um controle maior com relação aos atos praticados pela Companhia. Dentre tais comitês destacamos o comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa, presidido pelo conselheiro independente Pedro Malan, que possui, dentre suas atribuições, a responsabilidade de analisar e acompanhar as operações com partes relacionadas realizadas pela Companhia.

Segundo o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia deve enviar à BM&FBOVESPA e divulgar informações de todo e qualquer contrato celebrado entre a Companhia e suas Controladas e Coligadas, seus administradores, seus acionistas controladores, e, ainda, entre a Companhia e sociedades Controladas e Coligadas dos seus administradores e dos acionistas controladores, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou de direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior a R\$200 mil, ou valor igual ou superior a 1,0% sobre o nosso patrimônio líquido, considerando o maior.

Os acionistas controladores da Companhia têm poderes para, dentre outros, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e determinar o resultado de qualquer deliberação que exija aprovação de acionistas, inclusive nas operações com partes relacionadas. Entretanto, a Lei das Sociedades por Ações impõe determinadas restrições a operações com partes relacionadas, proibindo conselheiros e diretores de (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da Companhia, em detrimento da Companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida através de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

Adicionalmente, operações com partes relacionadas são reguladas e fiscalizadas pela ANEEL e, assim, a Companhia observa tais normas no curso de seus negócios com partes relacionadas.

16.2. Em relação às transações com partes relacionadas que, de acordo com as normas contábeis, devem ser divulgadas nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas da Companhia e que (i) tenham sido celebradas nos 3 últimos exercícios sociais ou estejam em vigor no exercício social corrente:

Nome das partes relacionadas	Relação das partes com a Companhia	Data da Transação	Objeto do Contrato	Montante envolvido (em R\$ milhões)	Saldo Existente (R\$ Mil)			Montante da parte relacionada	Garantias e Seguros	Duração	Condições de Rescisão ou extinção	Empréstimos e dívidas	
					31.12.09	31.12.08	31.12.07					Natureza e razões	Taxa de juro
Pantanal Energética Ltda.	Controlada	31.12.2006	Mutuo Concedido	14,7	-	-	14,982	Não é possível aferir	Não há (***)	Operação Liquidada em 15/01/2008	Não aplicável	Conversão de dividendos	s/juros
Castelo Energético Ltda	Controlada	15.05.2003 30.05.2003 29.12.2006	Mutuo Concedido	15,0 9,2 35,9	33,489 14,427 39,524	30,484 15,864 36,501	27,180 14,112 36,462	Não é possível aferir	Não há (***)	Vencimento previsto para 28.11.2011	Não aplicável	Fluxo de caixa; Fluxo de caixa; Conversão de dividendos, respectivamente.	100,00 % CDI; 100,00 % CDI; s/juros, respectivamente
Energest S.A.	Controlada	31.12.2006 22.01.2009	Mutuo Concedido	35,5 40,0	35,742 24,247	35,793	35,733	Não é possível aferir	Não há (***)	Vencimento previsto para 06.09.2010 e 28.11.2011, respectivamente	Não aplicável	Conversão de dividendos e Fluxo de caixa, respectivamente	s/juros 100% CDI, respectivamente
Energest S.A.	Controlada	19.10.2007	Compartilhamento de gastos com pessoal, material e serviços de terceiros	Contrato não faz menção	-3	-4	-4	Não é possível aferir	Não há (***)	De 19.10.2007 a 21.10.2010	Não aplicável	Não há	Não há
Instituto EDP	(*)	03.11.2008	Mutuo Concedido	1,6	1,468	1,310	-	Não é possível aferir	Não há (***)	Vencimento previsto para 02.08.2010	Não aplicável	Fluxo de caixa	100,8% CDI
Escelsa Participações S.A.	Controlada	30.05.2003	Mutuo Concedido	2,2	2,900	2,667	1,930	Não é possível aferir	Não há (***)	Vencimento previsto para 22.10.2011	Não aplicável	Fluxo de caixa	100% CDI
Enertrade	Controlada	09.11.2009 07.12.2009 10.12.2009	Mutuo Concedido	5,5 5,0 9,7	5,601 5,101 9,817	-	-	Não é possível aferir	Não há (***)	21.08.2010 21.08.2010 09.11.2010	Não aplicável	Conversão de dividendos	100% CDI
Enertrade	Controlada	19.10.2007	Compartilhamento de gastos com pessoal, material e serviços de terceiros	Contrato não faz menção	69	104	-	Não é possível aferir	Não há (***)	De 19.10.2007 a 21.10.2010	Não aplicável	Não há	Não há



Bandeirante	Controlada	19.10.2007	Compartilhamento de gastos com pessoal, material e serviços de terceiros	Contrato não faz menção	-156	-20	-58	Não é possível aferir	Não há (***)	De 19.10.2007 a 21.10.2010	Não aplicável	Não há	Não há
Escelsa	Controlada	19.10.2007	Compartilhamento de gastos com pessoal, material e serviços de terceiros	Contrato não faz menção	323	98	240	Não é possível aferir	Não há (***)	De 19.10.2007 a 21.10.2010	Não aplicável	Não há	Não há
Enersul	Controlada	19.10.2007	Compartilhamento de gastos com pessoal, material e serviços de terceiros	Contrato não faz menção	-	-	226	Não é possível aferir	Não há (***)	De 19.10.2007 a 21.10.2010	Não aplicável	Não há	Não há
Investco	Controlada	10.12.2009	Mutuo Concedido	4,3	4,355	-	-	Não é possível aferir	Não há (***)	09.11.2010	Não aplicável	Conversão de dividendos	100% CDI
ESC 90	Controlada	30.09.1999	Mutuo Concedido	5,7	-	22,090	23,723	Não é possível aferir	Não há (***)	Operação Liquidada em 30/06/2009	Não aplicável	Fluxo de caixa para investimento	100% CDI
Ipueiras	Controlada	10.08.2009	Mutuo Concedido	-	5	-	-	Não é possível aferir	Não há (***)	De 10.08.2009 a 09.05.2010	Não aplicável	Fluxo de caixa	100% CDI
Lajeado Energia	Controlada	17.03.2008	Contrato firmado entre a controlada Tocantins Energia com a Eletronorte para a venda de ativos de transmissão de energia elétrica e direitos inerentes à concessão (**)	6,5	-6,594	-	-	Não é possível aferir	-	Não existe prazo para liquidação do saldo	Não aplicável	Não há	Não há

(*) A Companhia é mantenedora do Instituto EDP Energias do Brasil, que exerce a função de agente de promoção do engajamento estruturado, do diálogo aberto e transparente com todas as partes interessadas, de modo a harmonizar as atividades sócio-ambientais, educativas e culturais da EDP – Energias do Brasil e de suas empresas controladas e coligadas.

(**) A controlada Tocantins Energia foi incorporada pela Lajeado Energia em outubro de 2009.

(***) Não foram exigidas garantias por se tratarem de contratos firmados com empresas de mesmo grupo.



Informações Adicionais às informações previstas na tabela acima:

A Companhia e a Energias de Portugal¹ figuram como garantidoras em contratos de financiamento de suas controladas e coligadas. Nenhuma remuneração é devida à Companhia ou à Energias de Portugal pela prestação das referidas garantias.

BNDES

A Companhia é fiadora e solidariamente responsável pelo adimplemento das obrigações decorrentes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo celebrado pela Bandeirante, Escelsa e Energest junto ao BNDES em 23 de janeiro de 2009, o qual possui o valor total de R\$ 900.000 mil com vencimento máximo de 120 meses a partir de cada liberação dos subcréditos.

Adicionalmente, a Enerpeixe celebrou Contratos de Financiamento junto ao BNDES e bancos repassadores, em 21 de maio de 2004, no valor total de R\$670.000 mil. As obrigações decorrentes destes contratos são garantidas por: (i) penhor de ações de emissão da Enerpeixe de titularidade da Companhia; e (ii) fiança prestada pela Energias de Portugal. O vencimento do último subcrédito está previsto para 15 de janeiro de 2016. Informações adicionais sobre os vencimentos dos subcréditos, vide Itens 7.8 e 10.1 "f" deste Formulário de Referência.

A Investco celebrou dois Contratos de Financiamento mediante abertura de crédito junto ao BNDES, em 21 de setembro de 2000, no valor total de R\$300.000 mil. As garantias para estes contratos são: (i) caução das ações de emissão da Investco, Rede Lajeado Energia S.A. e Paulista Lajeado Energia S.A. e caução de contas dos mesmos; (ii) caução de ações de emissão da Rede Lajeado, EDP Lajeado e Paulista Lajeado de titularidade da EDP; e (iii) fiança prestada pela Energias de Portugal. O vencimento previsto destes contratos está para 15 de outubro de 2012.

Por fim, em fevereiro de 2002 a CESA firmou Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito junto ao BNDES, destinado à implantação das três PCH's, sendo Viçosa e São João no Estado do Espírito Santo e Paraíso no Estado de Mato Grosso do Sul. No exercício de 2002, foram liberados recursos no montante de R\$39,2 milhões, em 2004, R\$17,5 milhões e em 2007 R\$5,6 milhões. As obrigações decorrentes deste contrato são garantidas por penhor de ações ordinárias o penhor de ações ordinárias nominativas, que compreendem a totalidade da participação da Energest S.A. na CESA. Além disso, a Companhia é fiadora e principal pagadora, em caso de inadimplência da contratante. O último vencimento é previsto para 16 de julho de 2012.

Debêntures

Em fevereiro de 2002, a Investco realizou uma emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, ao valor total de R\$250,0 milhões. Conforme 5º aditamento à escritura de emissão, tais debêntures são garantidas por fiança solidária prestada pela Energias de Portugal. O último pagamento dessa emissão está previsto para 01 de novembro de 2011.

¹ A Energias de Portugal é controladora da EDP Energias do Brasil S.A.

16.3. Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionadas no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social: a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses; e b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia adota práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas e/ou exigidas pela legislação, incluindo as previstas no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BMF&Bovespa. Conforme indicado no item 16.1. acima, por exigência do Estatuto Social da Companhia, determinadas operações com partes relacionadas devem ser deliberadas pelo Conselho de Administração da Companhia. Assim, todas as operações da Companhia, especialmente aquelas que se deram com partes relacionadas, foram devidamente submetidas aos órgãos decisórios da Companhia a que estavam subordinadas, nos termos do seu Estatuto Social, além de serem levados ao conhecimento e anuênciam prévia da ANEEL todos os contratos com concessionárias e permissionárias de serviços público.

Ademais, em conformidade com a Lei de Sociedade por Ações, qualquer membro do Conselho de Administração da Companhia está proibido de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

As operações e negócios da Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

No entanto, a Companhia não tem como comprovar a comutatividade das operações a não ser divulgando os dados dessas operações para a devida verificação de sua afirmação feita no parágrafo acima pelos investidores e demais interessados.

17. Capital Social

Em milhares de reais, exceto quando indicado

17.1. Informações gerais sobre o capital social.

Espécie	Capital Emitido	Capital Subscrito (R\$)	Capital Integralizado (R\$)	Prazo para Integralização	Capital autorizado			Títulos conversíveis em ações	Condições para conversão
					Quantidade de ações	Valor (R\$)	Data da Autorização		
Ordinárias	158.805.204	3.182.715.954,12	3.182.715.954,12	Não aplicável (*)	200.000.000	Não há	29.04.2005	Não há	Não aplicável.(**)

(*) Não aplicável, pois todo o capital já foi integralizado.

(**) Não aplicável, pois a Companhia não emitiu títulos ou valores mobiliários conversíveis em ações.

17.2. Aumentos de capital da Companhia.

A Companhia não realizou alterações de capital nos três últimos exercícios sociais.

17.3. Desdobramentos, grupamentos e bonificações.

A Companhia não realizou desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações nos últimos três exercícios sociais.

17.4. Reduções de capital da Companhia.

A Companhia não realizou reduções de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.5. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

De acordo com o Contrato de Participação no Novo Mercado, a Companhia está impedida de emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias, sendo tais restrições previstas no seu estatuto social.

18. VALORES MOBILIÁRIOS.

Em milhares de reais, exceto quando indicado

O capital social da EDP – Energias do Brasil S.A. ("Companhia") é representado por 158.805.204 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

18.1. Direitos de cada classe e espécie de ação emitida:

a) Direito a dividendos.

Em atendimento ao disposto na Lei 6.404/76, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações"), o dividendo obrigatório foi fixado pelo Estatuto Social em 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente, a Companhia adota a Política de Dividendos descrita abaixo, que estabelece o compromisso da administração de distribuição de 50% do lucro líquido do exercício, conforme ajustado.

O Estatuto Social autoriza a distribuição de dividendos intermediários ou intercalares, por deliberação do Conselho de Administração, *ad referendum* da Assembleia Geral. Adicionalmente, o Conselho de Administração da Companhia ainda pode declarar o pagamento de juros sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo 7º do artigo 9º da Lei 9.249, de 26 de dezembro de 1995, e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.

Adicionalmente, a Assembleia Geral pode deliberar, a qualquer momento, distribuir dividendos por conta de reservas de lucros pré-existentes ou de lucros acumulados de exercícios anteriores, assim mantidos por força de deliberação da Assembleia Geral, depois de atribuído em cada exercício, aos acionistas, o dividendo obrigatório previsto no Estatuto Social.

Política de Dividendos

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, é obrigatória a distribuição aos acionistas de dividendos que não sejam inferiores a 25% do lucro líquido da Companhia, de acordo com os termos da legislação societária.

O Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários ou intercalares desde que os dividendos pagos não superem o montante das reservas de capital. Além disso, poderá também creditar ou pagar aos seus acionistas juros sobre o capital próprio, que poderão ser imputados ao valor dos dividendos obrigatórios.

Não obstante a adoção da política de distribuição de dividendos acima, a Companhia poderá distribuir dividendos ou juros sobre o capital em montante inferior a 50% do seu lucro líquido ajustado em qualquer exercício, quando assim exigido por disposição legal ou regulamentar ou, ainda, quando recomendável em vista da situação financeira e/ou perspectivas futuras da Companhia, das condições macroeconômicas, de revisões e reajustes tarifários, de mudanças regulatórias, estratégia de crescimento, limitações contratuais e demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas da Companhia.

Por fim, o estatuto social da Companhia estabelece que seja prescrita em 03 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, se não reclamados oportunamente pelo acionista, reverterão em benefício da Companhia.

b) Direito de voto.

Cada ação ordinária confere ao respectivo titular direito a um voto nas assembleias gerais ordinárias e extraordinárias.

c) Conversibilidade em outra classe ou espécie de ação.

As ações da Companhia não são conversíveis em ações de outras classes ou espécies.

d) Direitos no reembolso de capital.

Liquidação

No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.

Retirada/Recesso

Os acionistas que dissidentem de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderão retirar-se da Companhia, mediante reembolso do valor patrimonial de suas ações. No caso do exercício do direito de recesso, nossos acionistas terão direito a receber o valor contábil de suas ações, com base no último balanço aprovado pela Assembleia Geral. Se, todavia, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, o acionista poderá solicitar o levantamento de balanço especial em data não anterior a 60 dias da deliberação, para a avaliação do valor de suas ações. Neste caso, será devido, imediatamente, 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado pelos acionistas, e o saldo remanescente no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da Assembleia Geral.

No caso das ações da Companhia (i) terem liquidez, ou seja, integrarem o índice geral da BMF&BOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa, conforme definido pela CVM, e (ii) ter dispersão no mercado, de forma que os acionistas controladores, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos de 50% das ações, os acionistas não terão direito de retirada nas seguintes hipóteses: (a) fusão da companhia; (b) sua incorporação em outra companhia; e (c) participação em grupo de sociedades.

Resgate

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as ações da Companhia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social. O resgate das ações deverá ser pago com nossos lucros acumulados, reserva de lucros ou reserva de capital. Na hipótese de o resgate não abranger a totalidade das nossas ações, será feito mediante sorteio.

e) Direito a participação em oferta pública por alienação de controle.

Nos termos do Estatuto Social, a alienação, direta ou indireta, do controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente se obrigue a efetivar, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado da BMF&BOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, uma oferta pública de aquisição das ações de todos os demais acionistas da Companhia, de forma a assegurá-los tratamento igualitário àquele dado ao acionista alienante.

A oferta pública acima referida também deverá ser realizada nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações da Companhia, que venham a resultar na alienação do controle da Companhia.

O acionista que possuir ações da Companhia e que vier a adquirir o seu poder de controle em razão de contrato particular celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a (i) efetivar oferta pública nos termos descritos acima, e (ii) resarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 06 (seis) meses anteriores à data da aquisição das ações representativas do controle da Companhia, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago pelas ações representativas do controle e o valor pago em bolsa pelas ações da Companhia neste período, devidamente atualizado até o momento do pagamento.

f) Restrição à circulação.

Além das informações constantes do item 18.2. deste Formulário de Referência, não há outras restrições à circulação das ações de emissão da Companhia.

g) Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários.

A Companhia não adota critérios para alteração dos direitos assegurados pelas ações de sua emissão além daqueles previstos na Lei das Sociedades por Ações, a qual prescreve que nem o Estatuto Social da Companhia nem as deliberações tomadas em assembleia geral podem privar os acionistas do direito de: (i) participar dos lucros sociais; (ii) participar, na hipótese de liquidação da Companhia, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes, na proporção de sua participação no capital social; (iii) fiscalizar a gestão da Companhia, nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações; (iv) preferência na subscrição de futuros aumentos de capital, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações e no estatuto social; e (v) retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.

h) Outras características relevantes.

Não existem características relevantes adicionais.

i) Emissores estrangeiros.

Não aplicável, pois a Companhia é emissor nacional

18.2. Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que obriguem a realizar oferta pública:

Não há regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos da Companhia.

Além das informações constantes do item 18.1."e" acima, nos termos do Estatuto Social e do Regulamento do segmento de listagem Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros – BM&FBOVESPA, o acionista alienante do controle da Companhia não poderá transferir a propriedade de suas ações, nem a Companhia poderá registrar qualquer transferência de ações representativas do seu controle, enquanto o acionista adquirente e aqueles que vierem a deter o controle da Companhia não subscreverem o "Termo de Anuênciam dos Controladores" previsto no regulamento do Novo Mercado.

O comprador deve, sempre que necessário, tomar todas as medidas para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, consistente em 25% do total de ações do capital social, dentro dos seis meses subseqüentes à aquisição do controle. Na oferta pública de aquisição de ações a ser efetivada pelo(s) acionista(s) controlador(es), grupo de acionistas controlador ou pela Companhia para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, de acordo com o Estatuto Social.

Caso os acionistas reunidos em Assembleia Geral Extraordinária deliberem (i) a saída da Sociedade do Novo Mercado para que as suas ações passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado ou (ii) a reorganização societária da qual a companhia resultante não seja admitida para negociação no Novo Mercado, o acionista, ou grupo de acionistas, que detiver o Poder de Controle deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia. O preço a ser ofertado deverá corresponder, no mínimo, ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

18.3. Exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto:

Além das informações constantes dos itens 18.1.e 18.2. acima, conforme disposto no artigo 172 da Lei 6404/76, o Conselho de Administração poderá excluir ou reduzir o direito de preferência atribuído aos acionistas nas hipóteses de emissões de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, dentro do limite do capital autorizado.

18.4. Volume de negocações, maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados em bolsa de valores ou mercado de balcão organizado, em cada um dos trimestres dos 03 últimos exercícios sociais:

Ações de emissão da Companhia	Volume Médio diário (R\$)	Maior cotação (R\$)	Menor cotação (R\$)
1º trimestre 2007	7.952.226	26,12	25,00
2º trimestre 2007	12.131.484	35,43	26,52
3º trimestre 2007	16.916.180	36,68	24,51
4º trimestre 2007	18.240.934	29,41	21,51
1º trimestre 2008	9.542.794	26,33	19,95
2º trimestre 2008	9.732.063	30,93	24,26
3º trimestre 2008	13.856.033	33,12	20,07
4º trimestre 2008	9.170.182	24,91	17,75
1º trimestre 2009	5.055.780	23,83	20,58
2º trimestre 2009	7.275.137	28,80	23,13
3º trimestre 2009	7.881.520	29,46	26,12
4º trimestre 2009	13.236.862	35,95	27,90

Fonte: Economática

18.5. Outros valores mobiliários emitidos (que não sejam ações):

A Companhia não emitiu outros valores mobiliários que não sejam ações.



18.6. Mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação:

As ações da Companhia são admitidas à negociação na BM&FBOVESPA, sob o código "ENBR3".

18.7. Valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros:

A Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18.8. Ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários da Companhia:

À exceção da distribuição pública secundária de ações realizada em 2009 ("Oferta"), não foram realizadas outras ofertas públicas de distribuição, seja pela Companhia ou por terceiros, relativas a valores mobiliários de emissão da Companhia, nos 3 últimos exercícios sociais.

Segue, abaixo, breve resumo de alguns dos termos da Oferta:

Oferta	Distribuição pública secundária de 14.091.000 ações de titularidade da Companhia e mantidas em tesouraria, que foram alienadas mediante autorização concedida pela CVM em 03 de novembro de 2009 por meio de uma oferta realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, incluindo esforços de colocação das ações no exterior realizados pelos agentes de colocação internacional da Oferta, exclusivamente junto a investidores estrangeiros, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento da Lei nº 4.131, da Resolução CMN 2.689 e da Instrução CVM 325.
Opção de Ações Suplementares	A quantidade total de ações objeto da Oferta poderia ser acrescida de um lote suplementar de até 1.409.000 Ações de titularidade da Companhia, equivalentes a 10% das ações inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta ("Ações Suplementares"), conforme opção outorgada pela Companhia a um dos coordenadores da Oferta, tendo sido exercida totalmente.
Preço por Ação	O preço de venda por ação de R\$28,50, objeto da Oferta foi fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento junto a Investidores Institucionais, a ser realizado no Brasil, pelos coordenadores da Oferta, em conformidade com os artigos 23, parágrafo 1º, e 44 da Instrução CVM 400, e no exterior, pelos agentes de colocação internacional, tendo como parâmetro (i) a cotação das ações na BM&FBOVESPA, e (ii) as indicações de interesse, em função da qualidade da demanda (por volume e preço), coletadas junto aos Investidores Institucionais durante o Procedimento de Bookbuilding.
Valor Total da Oferta	R\$401.593.500,00, calculado com base no Preço por ação, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares.



Destinação de Recursos	65% ou R\$255,1 milhões, dos recursos provenientes da Oferta, após a dedução das comissões devidas por nós no âmbito da Oferta, serão utilizados para pagamento de dívidas e 35%, ou R\$137,2 milhões, serão utilizados para aumento de flexibilidade financeira.
Registro na CVM e publicação do anúncio de encerramento	A Oferta foi registrada na CVM em 25 de novembro de 2009, e a publicação do anúncio de encerramento ocorreu no dia 2, de dezembro de 2009.

18.9. Ofertas públicas de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro:
A Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro.

18.10. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 18 do Formulário de Referência.

19. PLANOS DE RECOMPRA E VALORES MOBILIÁRIOS EM TESOURARIA

Em milhares de reais, exceto quando indicado

19.1. Planos de recompra de ações da EDP – Energias do Brasil S.A. (“Companhia”) relativos aos 03 últimos exercícios sociais:

Plano de recompra de ações aprovado em 18 de dezembro de 2007.

Em 18 de dezembro de 2007, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição de até 6.211.426 ações ordinárias de emissão Companhia, para permanência em tesouraria e posterior alienação e/ou cancelamento. Este programa de recompra de ações de própria emissão da Companhia foi encerrado em 15 de abril de 2008, conforme deliberação do Conselho de Administração de mesma data.

- i. quantidade de ações previstas, separadas por classe e espécie: 6.211.426 ações ordinárias nominativas de emissão da Companhia (“ON”).
- ii. percentual em relação ao total de ações em circulação, separadas por classe e espécie: ON 9,99%.
- iii. período de recompra: 365 dias.
- iv. reservas e lucros disponíveis para a recompra: Sem redução do capital social, mediante a utilização de recursos de reserva de lucros ou de capital disponíveis (“Reservas Disponíveis”) no montante de R\$ 482 milhões, com base no balanço patrimonial da Companhia datado de 30 de junho de 2007.
- v. outras características importantes: O plano de recompra teve como objetivo a aplicação dos recursos disponíveis da Companhia, uma vez que o mercado encontrava-se, na ocasião, propício para tal investimento, e contou com a atuação das seguintes instituições financeiras: (a) Bradesco S.A. - Corretora de Títulos e Valores Mobiliários, com sede na Avenida Paulista, 1.450 – 7º andar - CEP 01310-917, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 61.855.045/0001-32; (b) Credit Suisse (Brasil) S.A. CTVM, com sede na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3064 – 13º andar, CEP 01451-000, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 42.584.318/0001-07; (c) Itaú Corretora de Valores S.A., com sede na Avenida Hugo Beolchi, 900 – 15º andar, CEP 04344-902, Vila Guarani, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 61.194.353/0001-64; (d) UBS Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., com sede na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.729 - 10º andar, parte - Itaim Bibi, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 43.815.158/0001-22; e (e) Unibanco Investshop Corretora de Valores Mobiliários e Câmbio S.A., com sede na Avenida Eusébio Matoso, 891 - 19º andar, CEP 05423-911, Pinheiros, São Paulo – SP, inscrita no CNPF/MF sob n.º 89.560.460/0001-88.
- vi. quantidade de ações adquiridas, separadas por classe e espécie: ON 6.211.378.
- vii. preço médio ponderado de aquisição, separadas por classe e espécie: ON R\$ 25,14.
- viii. percentual de ações adquiridas em relação ao total aprovado: 100,00%.

Plano de recompra de ações aprovado em 03 de outubro de 2008.

Em 03 de outubro de 2008, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição de até 5.590.306 ações ordinárias de emissão Companhia, para permanência em tesouraria e posterior alienação e/ou cancelamento. Este programa de recompra de ações de própria emissão da Companhia foi encerrado em 03 de outubro de 2009 após o seu prazo ter sido expirado.

- i. quantidade de ações previstas, separadas por classe e espécie: ON 5.590.306.
- ii. percentual em relação ao total de ações em circulação, separadas por classe e espécie: ON 9,99%.
- iii. período de recompra: 365 dias.
- iv. reservas e lucros disponíveis para a recompra: Sem redução do capital social, mediante a utilização de recursos das Reservas Disponíveis no montante de R\$ 533 milhões, com base no balanço datado de 30 de junho de 2008.
- v. outras características importantes: O plano de recompra teve como objetivo a aplicação dos recursos disponíveis da Companhia, uma vez que o mercado encontrava-se, na ocasião, propício para tal investimento, e contou com a atuação das seguintes instituições financeiras: (a) Credit Suisse (Brasil) S.A. CTVM, com sede na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3064 – 13º andar, CEP 01451-000, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob nº 42.584.318/0001-07; (b) Itaú Corretora de Valores S.A., com sede na Avenida Hugo Beolchi, 900 – 15º andar, CEP 04344-902, Vila Guarani, São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob nº 61.194.353/0001-64; e (c) BES Securities do Brasil S.A. Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários, com sede na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3729 - 6º Andar- CEP 04538-905 - São Paulo – SP, inscrita no CNPJ/MF sob nº 33.894.445/0001-11.
- vi. quantidade de ações adquiridas, separadas por classe e espécie: ON 2.670.000.
- vii. preço médio ponderado de aquisição, separadas por classe e espécie: ON R\$ 22,52.
- viii. percentual de ações adquiridas em relação ao total aprovado: 47,76%.

19.2. A tabela abaixo apresenta a movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria, segregada por tipo, classe e espécie, indicar a quantidade, valor total e preço médio ponderado de aquisição relativa aos 3 últimos exercícios sociais:

Tipo (classe e espécie)	Exercício social findo em 31/12/2009							
	Saldo inicial		Preço ponderado de aquisição (R\$)	Aquisições	Alienações	Cancelamentos	Saldo final (*)	
	Quantidade	(R\$ mil)					Quantidade	(R\$ mil)
ação ordinária	15.780.225	372.450	Não aplicável	Não houve	15.500.000 ⁽¹⁾	Não houve	280.225	6.614

(1) as 15.500.000 ações mantidas em tesouraria alienadas no exercício social findo em 31 de dezembro de 2009 foram objeto da Oferta Pública de Distribuição Secundária de Ações pormenorizada no item 18.8. deste Formulário de Referência.

Tipo (classe e espécie)	Exercício social findo em 31/12/2008							
	Saldo inicial		Preço ponderado de aquisição (R\$)	Aquisições	Alienações	Cancelamentos	Saldo final (*)	
	Quantidade	(R\$ mil)					Quantidade	(R\$ mil)
ação ordinária	861.322	24.290	23,87	21.130.333	Não houve	6.211.400	15.780.225	372.450

Tipo (classe e espécie)	Exercício social findo em 31/12/2007							
	Saldo inicial		Preço ponderado de aquisição (R\$)	Aquisições	Alienações	Cancelamentos	Saldo final (*)	
	Quantidade	(R\$)					Quantidade	(R\$)
ação ordinária	22	726	28,20	861.300	Não houve	Não houve	861.322	24.290

(*)utilizamos os valores de custos do quadro de mutações do patrimônio líquido nos correspondentes.

19.3. A tabela abaixo apresenta os valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social, segregada por tipo, classe e espécie:

Exercício social findo em 31/12/2009				
Tipo (classe e espécie)	Quantidade	Preço ponderado de aquisição (R\$)	Data de aquisição	% em relação aos valores mobiliários em circulação da mesma classe e espécie
ação ordinária	6.211.378	25,14	18/12/2007 a 15/04/2008	9,99%
ação ordinária	2.670.000	22,53	03/10/2008 a 31/12/2008	4,78%
ação ordinária	13.110.225	23,82	18/12/2007 a 15/04/2008	23,45%

19.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

A Companhia faz uso de instrumentos financeiros para proteção patrimonial (*hedge*), os quais encontram-se pormenorizados no item 10 deste Formulário de Referência.

Adicionalmente, 13.110.225 das ações de emissão da Companhia adquiridas no exercício social findo em 31 de dezembro de 2008 para manutenção em tesouraria foram em decorrência do exercício do direito de recesso por parte de determinados acionistas dissidentes em relação à Permuta Lajeado, aprovada em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 17 de julho de 2008.

20. POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

Em milhares de reais, exceto quando indicado

20.1. Política de negociação de valores mobiliários de emissão da EDP – Energias do Brasil S.A. (“Companhia”) pelos acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de qualquer órgão com funções técnicas ou consultivas, criado por disposição estatutária, informando (a) data de aprovação, (b) pessoas a ela vinculadas, (c) principais características e (d) previsão de períodos de vedação de negociações e descrição dos procedimentos adotados para fiscalizar a negociação em tais períodos:

Preâmbulo da política de negociação e definições

Nos termos da Lei nº. 6.404, de 15 de dezembro de 1976, especialmente do disposto nos §§ 1º e 5º do Art. 155, e da regulamentação editada pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), em destaque o Art. 13 da Instrução n.º 358, editada em 03 de janeiro de 2002, pela CVM, conforme alterada pelas instruções CVM n.º 369, de 11 de junho de 2002 e n.º 449, de 15 de março de 2007 (“Instrução 358”), cumpre, entre outros, aos acionistas controladores da Companhia, diretos ou indiretos (“Acionistas Controladores”), membros do conselho de administração e da diretoria, atuando em nome próprio ou da Companhia (“Administradores”), membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e administradores que se afastem da administração da Companhia antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante o período de gestão (“Ex-Administradores”) guardar sigilo sobre qualquer informação relevante que ainda não tenha sido divulgada, obtida em razão de cargo e capaz de influir de modo ponderável na cotação de valores mobiliários, sendo vedado valer-se da informação para obter, para si ou para outrem, vantagem no mercado de valores mobiliários.

Adicionalmente, a Lei nº. 6.385, de 07 de dezembro de 1976, em seu Art. 27-D tipifica como crime contra o mercado de capitais a utilização de informação relevante ainda não divulgada ao mercado, por quem tenha dela conhecimento e da qual deva manter sigilo, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiro, com valores mobiliários.

Em convergência com referidos dispositivos e considerando os pressupostos de que: (i) a alocação eficiente de recursos em uma economia de mercado tem como pré-condição a existência de um sistema confiável e oportuno; e (ii) as forças espontâneas de mercado e a soma dos interesses privados são insuficientes para assegurar a existência de um sistema de informações eficiente, impondo-se a instituição da obrigatoriedade da observância de determinados padrões de conduta, a Companhia, por meio da “Política de Negociação de Ações”, resolveu estabelecer determinadas diretrizes para a negociação de valores mobiliários de sua emissão, ou a eles referenciados, por parte de determinadas pessoas, em atendimento aos dispositivos previstos no Art. 15 da Instrução 358, conforme alterada.

A adoção da Política de Negociação objetiva fixar parâmetros e limites específicos para a negociação com (i) qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, tais como ações, debêntures, notas promissórias, bônus de subscrição; e (ii) qualquer título, contrato ou acordo referenciado a qualquer valor mobiliário de emissão da companhia, tais como contratos de derivativos e/ou opções de compra e venda futura ("Valores Mobiliários") por parte de seus destinatários, mantendo-se, todavia a vedação absoluta de utilização de informação acerca de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado para obter, para si ou para outrem, vantagem no mercado de valores mobiliários.

Par fins desta seção da Política de Negociação, "Ato ou Fato Relevante" significa: qualquer (i) decisão dos Acionistas Controladores; (ii) deliberação da assembleia geral ou dos Administradores; ou (iii) qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável na: (a) cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados; (b) decisão dos investidores de comprar, vender ou manter esses valores mobiliários; ou (c) decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

Destinatários da política de negociação

A Política de Negociação alcança, para fins de expressa adesão: (i) Acionistas Controladores; (ii) Administradores; (iii) membros do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas que venham a ser criados por disposição estatutária ("Conselheiros"); (iv) Ex-Administradores; e (v) Empregados e Executivos que o Diretor de Relações com Investidores da Companhia indicar, a seu exclusivo critério, como "Pessoas Sujeitas" à Restrição para Negociação, conforme listagem divulgada de tempos em tempos.

As obrigações previstas na Política de Negociação são igualmente aplicáveis às pessoas listadas no parágrafo anterior integrantes das: (a) sociedades controladoras da Companhia, diretas ou indiretas, que tenham ou venham a ter tal qualidade nos termos da Lei das Sociedades por Ações ("Sociedades Controladoras"); e (b) sociedades controladas da Companhia, diretas ou indiretas, que tenham ou venham a ter tal qualidade nos termos da Lei das Sociedades por Ações ("Sociedades Controladas").

Vedações à negociação

As Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação são presumivelmente detentoras de informação privilegiada e não podem negociar Valores Mobiliários (i) em desacordo com a Política de Negociação e/ou (ii) em diversos períodos específicos.

As Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, com exceção dos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e sociedades com participação de 10% (dez por cento) ou mais no capital uma da outra, sem deter o controle ("Sociedades Coligadas"), não podem negociar com Valores Mobiliários no período de quinze dias corridos que antecede a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia. Os Administradores e

Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, somente poderão negociar com Valores Mobiliários no período de quinze dias corridos que antecede a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia se observadas as disposições da Política de Negociação.

Estão abrangidas nas vedações desta Política de Negociação as negociações realizadas de forma direta ou indireta por Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, definidas como:

- (a) Negociação Direta: negociação com Valores Mobiliários que ocorra por conta e ordem de Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação ou o beneficie diretamente, tais como aquelas efetuadas em bolsas de valores ou mercado de balcão, cujo comitente final seja Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação; e
- (b) Negociação Indireta: negociação com Valores Mobiliários que tenha como beneficiária indireta Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação, tais como aquelas realizadas por sociedades controladas por Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação, fundo de investimento exclusivo de Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação ou através de terceiros com quem alguma Pessoa Sujeita à Restrição para Negociação tenha contrato de fidúcia ou administração de carteira ou ações, observadas as hipóteses de negociação autorizada, conforme abaixo descrita.

Hipóteses de Negociação Autorizada

As vedações estabelecidas na Política de Negociações não se aplicam:

- a. no caso de as negociações com valores mobiliários da Companhia serem realizadas por fundos de investimento de que as Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação sejam quotistas, desde que os fundos de investimento não sejam exclusivos e as decisões de negociação do administrador dos fundos de investimento não sejam influenciadas pelos quotistas; e/ou
- b. nas operações com ações da Companhia que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, vinculadas ao exercício de opção de compra de acordo com plano de outorga de opção de compra de ações aprovado pela Companhia, e nas recompras dessas ações pela Companhia, também mediante negociação privada.

Negociação por Administradores e Conselheiros

Os Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, podem adquirir Valores Mobiliários de emissão da Companhia no período de 15 (quinze) dias corridos que antecede a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), desde que: (a) a aquisição seja realizada em conformidade com os planos individuais que contem a intenção de investimento de Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, com recursos próprios, a longo prazo, em Valores Mobiliários, arquivados na sede da Companhia nos termos da Política de Negociação ("Plano Individual de Investimento"); e (b) a Companhia tenha aprovado cronograma definindo datas específicas para divulgação dos formulários ITR e DFP.

Regras afeitas à política de negociação

Todas as operações com Valores Mobiliários que decorram de Negociação Direta ou Indireta devem observar determinados limites.

As Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação que desejarem negociar com Valores Mobiliários deverão aderir expressamente à Política de Negociação através de termo de adesão e observar as seguintes limitações:

- a. abster-se de negociar Valores Mobiliários sempre que assim determinado pelo Diretor de Relações com Investidores, pelo período por este fixado, independente da apresentação de justificativa;
- b. abster-se de negociar Valores Mobiliários, se aplicável e desde que observado o disposto na Política de Negociação, quando ainda não tiver decorrido tempo razoável para assimilação do Ato ou Fato Relevante divulgado, presumindo-se decorrido tempo razoável (i) em relação à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP e IAN), quando tiver decorrido 2 (dois) dias em que haja pregão para negociação de ações na Bovespa ("Dias de Pregão"), contados do dia de divulgação de referidas informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP e IAN), inclusive, ou da data de publicação ou disponibilização dessas informações no Sistema de Informações Periódicas e Eventuais – IPE da CVM e da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA"), o que ocorrer primeiro; e (ii) em relação às demais hipóteses de divulgação de Ato ou Fato Relevante, no Dia de Pregão subsequente ao do dia de divulgação do Ato ou Fato Relevante, inclusive.
- c. não realizar negociações com Valores Mobiliários de forma privada, salvo se expressamente autorizada pelo Diretor de Relações com Investidores;
- d. orientar e envidar os melhores esforços para que (i) o cônjuge ou companheiro; (ii) o descendente; e (iii) qualquer outro dependente incluído na declaração anual de imposto de renda somente negociem Valores Mobiliários nos períodos em que esteja autorizado a negociar Valores Mobiliários; e
- e. abster-se de negociar com Valores Mobiliários sempre que a referida negociação puder interferir nas condições dos negócios relacionados, em prejuízo dos acionistas da Companhia ou dela própria, ou de suas Sociedades Controladas e Coligadas, ainda que após a divulgação de Ato ou Fato Relevante.

A Companhia manterá em sua sede, relação das pessoas que firmarem o Termo de Adesão, com as respectivas qualificações, cargo ou função, endereço e número de inscrição no CNPJ/MF ou CPF/MF.

Sempre que houver alterações nos dados cadastrais, os subscritores dos Termos de Adesão deverão comunicá-las imediatamente à Companhia, na pessoa do Diretor de Relações com Investidores, que atualizará a relação e a manterá sempre à disposição da CVM.

Os Termos de Adesão às políticas deverão permanecer arquivados na sede da Companhia enquanto seus signatários mantiverem vínculo com a Companhia, e por, no mínimo, 5 (cinco) anos após o seu desligamento.

Arquivamento do plano individual de investimento

Os Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, só podem negociar Valores Mobiliários durante o período de 15 (quinze) dias corridos que antecede a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), nos termos dos Planos Individuais de Investimento devidamente arquivados na Companhia, com a observância de diversos requisitos.

Os Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, que tiverem seus Planos Individuais de Investimento devidamente arquivados na Companhia, em conformidade com as especificações abaixo, poderão negociar com Valores Mobiliários durante o período de 15 (quinze) dias corridos que antecede a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), não obstante terem de observar todas as obrigações constantes dos itens III, IV e V acima.

O Plano Individual de Investimento:

- a. não poderá ser arquivado pelos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, que tiverem conhecimento pessoal acerca de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado ao mercado, e durante os 15 (quinze) dias que antecederem a divulgação dos formulários ITR e DFP;
- b. deverá ser arquivado com 30 (trinta) dias de antecedência ao início de qualquer negociação com Valores Mobiliários pelos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas;
- c. será estabelecido com período de validade não inferior a 12 (doze) meses;
- d. estabelecerá o compromisso irrevogável e irretratável dos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, de investir valores previamente estabelecidos, indicando mensalmente, (i) o volume de recursos próprios que pretende investir em Valores Mobiliários no período; e (ii) a quantidade, tipo, espécie e classe, se for o caso, de Valores Mobiliários que pretende adquirir no período;
- e. estabelecerá: (i) a obrigação de prorrogação do compromisso de compra dos Valores Mobiliários, mesmo após o encerramento do período originalmente previsto de vinculação dos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, ao Plano Individual de Investimento, na pendência de Ato ou Fato Relevante não divulgado ao mercado, e durante os 15 (quinze) dias que antecederem a divulgação dos formulários ITR e DFP; e (ii) obrigação dos Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, reverterem à Companhia quaisquer perdas evitadas ou ganhos auferidos em negociações com Valores Mobiliários da Companhia, decorrentes de eventual alteração nas datas de divulgação dos formulários ITR e DFP, apurados através de critérios razoáveis a serem definidos no próprio Plano Individual de Investimento.

Os Administradores e Conselheiros da Companhia, bem como das Sociedades Controladas e Coligadas, deverão manter os Valores Mobiliários adquiridos pelo período mínimo de 90 (noventa) dias antes de efetuar qualquer outra negociação com estes Valores Mobiliários, ressalvadas negociações decorrentes de (i) empréstimo de títulos e valores mobiliários; ou (ii) de situações plenamente circunstanciadas, justificadas e previamente autorizadas pelo Diretor de Relações Investidores.

Presumir-se-ão incluídas no Plano Individual de Investimento, independentemente de previsão, a subscrição ou a aquisição de ações em virtude do exercício de opções concedidas pela Companhia sob a forma de plano de opção de compra de Valores Mobiliários previamente aprovado em assembleia geral de acionistas da Companhia.

Vedações para operações com ações em tesouraria

As negociações pela Companhia com ações de própria emissão estão sujeitas às vedações absolutas indicadas nos itens (a) e (b) abaixo.

O Conselho de Administração da Companhia não poderá autorizar negociações de ações de emissão da Companhia nas seguintes hipóteses:

- a. caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário da Companhia ou outorgada opção ou mandato para o mesmo fim; e/ou
- b. se existir a intenção de promover a incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia enquanto a mesma não tiver se tornado pública através da divulgação de Ato ou Fato Relevante.

Vedações à prestação de aconselhamento

A Prestação de Aconselhamento por Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, a título oneroso ou gratuito, é restringida pela Política de Negociação.

A Prestação de Aconselhamento por Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, a título oneroso ou gratuito, deve ser limitada aos períodos em que as Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação não tenha conhecimento de qualquer informação relacionada a Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado.

Prazo de vinculação de ex-administradores à Política de Negociação

Administradores que tenham aderido à Política de Negociação e que se afastem da Companhia devem observar determinadas regras.

Administradores da Companhia que tenham aderido à Política de Negociação e que venham a se afastar da Companhia não tendo ainda sido divulgado Ato ou Fato Relevante de negócio ocorrido durante a sua gestão devem observar as limitações fixadas pela Política de Negociação: (i) pelo prazo de 6 (seis) meses, contados de seu afastamento; ou (ii) até a divulgação do respectivo Ato ou Fato Relevante, o que ocorrer primeiro.

Divulgação e vigência da Política de Negociação

O Diretor de Relações com Investidores tomará as providências para disseminação imediata, controle e acompanhamento da Política de Negociação, que entrará em vigor e produzirá seus regulares efeitos a partir desta data.

Todas as Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação que possam ser beneficiadas pela Política de Negociação serão cientificadas pessoalmente dos termos da Política de Negociação.



Data de Aprovação e Alterações

A Política de Divulgação da Companhia foi aprovada em 18 de dezembro de 1997, pelo Conselho de Administração da Companhia. As alterações aos termos da Política de Negociação devem ser imediatamente informadas aos aderentes pelo Diretor de Relações com Investidores.

A Política de Negociação não poderá ser aprovada ou alterada na pendência de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado. Situações excepcionais envolvendo negociações de Valores Mobiliários previamente apresentadas à consideração do Diretor de Relações com Investidores poderão ser autorizadas, observados os limites legais e regulamentares.

O Conselho de Administração da Companhia poderá, observado o período em que vigorar a restrição acima indicada, promover alterações à Política de Negociação, as quais serão prontamente comunicadas pelo Diretor de Relações com Investidores às Pessoas Sujeitas à Restrição para Negociação, que deverão tomar ciência expressa e por escrito das alterações, à CVM, bolsa de valores e entidades de mercado nas quais os Valores Mobiliários estejam admitidos à negociação, passando a se aplicar a cada um na data de ciência das alterações.

20.2. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Adicionalmente às informações prestadas no item 20.1. acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 20 do Formulário.

21. POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

Em milhares de reais, exceto quando indicado

21.1. Descrição de normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pela Companhia para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

Exceto pela política de divulgação abaixo descrita, não há outras normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pela Companhia relativos à divulgação de informações.

21.2. Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pela Companhia (inclusive os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas)

Em 24 de julho de 2007 e 18 de dezembro de 2007, a Companhia aprovou, em reunião do Conselho de Administração, sua política interna para divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ("Política de Divulgação"), em conformidade com a Instrução CVM 358 de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada ("Instrução CVM 358").

I. PREÂMBULO DA POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO E DEFINIÇÕES

A Companhia adotou sua Política de Divulgação tendo em vista as premissas de que:

- (i) o investidor deve ter acesso imediato a qualquer Ato ou Fato Relevante ;
- (ii) a Companhia tem a obrigação de divulgar todo Ato ou Fato Relevante (conforme definido abaixo) de forma ordenada, clara, verídica, equânime e suficiente; e
- (iii) os Acionistas Controladores e Administradores (conforme definidos abaixo) tem a obrigação de avaliar o momento e a oportunidade de divulgação do Ato ou Fato Relevante, inclusive quanto à possibilidade de manutenção de sigilo em benefício da Companhia quando entenderem que a revelação do Ato ou Fato Relevante colocará em risco interesse legítimo da Companhia;

II. DESTINATÁRIOS

Todos os "Destinatários" (Acionistas Controladores, Administradores, Conselheiros e Detentores de Informações Vinculados, assim considerado quem quer que, na qualidade de empregado ou não, em virtude de seu cargo, função ou posição na Companhia ou nas sociedades controladoras, controladas ou coligadas da Companhia, ou sob controle comum, tenha conhecimento de informação relativa ao Ato ou Fato Relevante, especialmente os integrantes de áreas diretamente subordinadas aos Acionistas Controladores, Administradores e Conselheiros.) são alcançados pela Política de Divulgação.

III. ATO OU FATO POTENCIALMENTE RELEVANTE

O critério de relevância do Ato ou Fato Relevante é baseado na possibilidade de influenciar de modo ponderável a decisão dos investidores em negociar com Valores Mobiliários.

Fato Relevante, é, para os efeitos da Política de Divulgação, qualquer ato ou fato capaz de influir de modo ponderável na:

- (a) cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados;
- (b) decisão dos investidores de comprar, vender ou manter esses valores mobiliários; ou
- (c) decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

IV. EXEMPLOS DE ATO OU FATO RELEVANTE

A Instrução 358 apresenta exemplos de Ato ou Fato Relevante sem, contudo, constituir-se esta em uma lista exaustiva.

Abaixo, é transcrita a lista exemplificativa de modalidades de Ato ou Fato Relevante expressamente prevista na Instrução 358. Os Destinatários devem observar que: (i) a ocorrência de qualquer das modalidades abaixo não se constitui necessariamente em um Ato ou Fato Relevante, uma vez que, nos termos do item ATO OU FATO POTENCIALMENTE RELEVANTE, é a capacidade de influenciar de modo ponderável (a) a cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados; (b) a decisão dos investidores de comprar, vender ou manter esses Valores Mobiliários; ou (c) a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de Valores Mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados; e (ii) a lista é meramente exemplificativa, não esgotando ou limitando as possibilidades de ocorrência e caracterização do Ato ou Fato Relevante.

- (a) assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da Companhia, ainda que sob condição suspensiva ou resolutiva;
- (b) mudança no controle da Companhia, inclusive através de celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas;
- (c) celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas em que a Companhia seja parte ou interveniente, ou que tenha sido averbado no livro próprio da Companhia;
- (d) ingresso ou saída de sócio que mantenha, com a Companhia, contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa;
- (e) autorização para negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia em qualquer mercado, nacional ou estrangeiro;
- (f) decisão de promover o cancelamento de registro da companhia aberta;
- (g) incorporação, fusão ou cisão envolvendo a Companhia ou empresas ligadas;
- (h) transformação ou dissolução da Companhia;
- (i) mudança na composição do patrimônio da Companhia;
- (j) mudança de critérios contábeis;
- (k) renegociação de dívidas;
- (l) aprovação de plano de outorga de opção de compra de ações;
- (m) alteração nos direitos e vantagens dos valores mobiliários emitidos pela Companhia;
- (n) desdobramento ou grupamento de ações ou atribuição de bonificação;
- (o) aquisição de ações da Companhia para permanência em tesouraria ou cancelamento, bem como alienação de ações assim adquiridas;
- (p) lucro ou prejuízo da Companhia e a atribuição de proveitos em dinheiro;
- (q) celebração ou extinção de contrato, ou o insucesso na sua realização, quando a expectativa de concretização for de conhecimento público;
- (r) aprovação, alteração ou desistência de projeto ou atraso em sua implantação;



- (s) início, retomada ou paralisação da fabricação ou comercialização de produto ou da prestação de serviço;
- (t) descoberta, mudança ou desenvolvimento de tecnologia ou de recursos da Companhia;
- (u) modificação de projeções divulgadas pela Companhia; e/ou
- (v) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, requerimento ou confissão de falência ou propositura de ação judicial que possa vir a afetar a situação econômico-financeira da Companhia.

V. SIGILO E CONFIDENCIALIDADE

Os Destinatários devem guardar completo sigilo acerca de Ato ou Fato Relevante sobre os negócios da Companhia ainda não divulgados ao mercado.

Enquanto o Ato ou Fato Relevante não for divulgado, os Destinatários deverão dar a estes difusão restrita, quando necessária para o desenvolvimento desses negócios, sempre em caráter de confidencialidade e zelando para que todos aqueles que tenham acesso a tal informação saibam de seu caráter confidencial e de sua forma limitada de divulgação, nos termos desta Política de Divulgação, sendo fixada, conforme estabelece o artigo 8º da Instrução 358, responsabilidade solidária quando do descumprimento do dever de guardar sigilo por subordinados e terceiros de confiança em relação aos Destinatários que os subordinem ou que sejam qualificados como depositantes de confiança no terceiro.

VI. PROCEDIMENTOS RELATIVOS À MANUTENÇÃO DE SIGILO

Os Destinatários devem tomar diversas precauções para manter informações acerca de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado em confidencialidade.

Quando tratarem de informações sigilosas ou potencialmente relevantes, nos termos do item ATO OU FATO POTENCIALMENTE RELEVANTE, ainda não divulgadas, os Destinatários, obrigatoriamente, devem:

- (a) reportá-las imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores, observado o disposto no item MANUTENÇÃO DO SIGILO EM BENEFÍCIO DA COMPANHIA;
- (b) certificar-se de que todos os documentos relacionados a essas informações circulem com aviso de confidencialidade e/ou de restrição de acesso e, ainda, que as correspondências, convencionais ou eletrônicas, tenham como destinatário pessoas de confiança, que estejam cientes de que as informações são prestadas em caráter sigiloso, observando os padrões da Companhia sobre segurança de correspondência eletrônica;
- (c) encaminhar ao Diretor de Relações com Investidores relação indicando nome, cargo e função das pessoas às quais foram franqueadas tais informações, formal ou informalmente, se de seu conhecimento; e
- (d) comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores sobre suspeita ou ocorrência de vazamento dessas informações do seu círculo restrito e determinável.

VII. RESPONSABILIDADE DIRETA PELA DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE

O Diretor de Relações com Investidores é o primeiro responsável pela divulgação de Ato ou Fato Relevante.

O Diretor de Relações com Investidores deve dar eficaz cumprimento à difusão de Ato ou Fato Relevante, promovendo sua imediata divulgação e comunicação à CVM e ao(s) mercado(s) em que seja admitida a negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia, observado o disposto no item MANUTENÇÃO DO SIGILO EM BENEFÍCIO DA COMPANHIA.

VIII. RESPONSABILIDADE SUBSIDIÁRIA PELA DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE

Os Destinatários que tenham conhecimento pessoal de Ato ou Fato Relevante que já deveria ter sido divulgado tem responsabilidade subsidiária.

Observado o procedimento estabelecido pela alínea (a) do item PROCEDIMENTOS RELATIVOS À MANUTENÇÃO DE SIGILO e constatado pelos Acionistas Controladores, Administradores ou Conselheiros a ocorrência de omissão na divulgação do Ato ou Fato Relevante por parte do Diretor de Relações com Investidores, devem aqueles cientificar imediatamente os demais membros da Diretoria da Companhia para que apreciem a matéria relativa à eventual divulgação, sem prejuízo do dever de informar o Ato ou Fato Relevante à CVM, consoante o parágrafo 2 do artigo 3º da Instrução 358. A Diretoria da Companhia dará ciência ao Destinatário comunicante, de imediato e por escrito, dessa deliberação.

IX. SITUAÇÕES ANÔMALAS

Os Destinatários que tiverem conhecimento pessoal acerca de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado devem estar atentos para oscilações atípicas na cotação das ações.

Sempre que ocorrer oscilação atípica nas cotações dos valores mobiliários emitidos pela Companhia, seja em seus preços ou nas quantidades negociadas, o Diretor de Relações com Investidores diligenciará internamente junto às pessoas que tenham acesso a informações relevantes, com o objetivo de verificar se tem conhecimento de matéria passível de divulgação ao mercado. Os Destinatários que tiverem conhecimento pessoal acerca de Ato ou Fato Relevante devem observar quaisquer oscilações atípicas nas cotações dos valores mobiliários emitidos pela Companhia e reportar ao Diretor de Relações com Investidores as informações necessárias ao seu correto entendimento para que, por si só, sejam capazes de subsidiar eventual divulgação nos termos da Instrução 358.

X. MANUTENÇÃO DO SIGILO EM BENEFÍCIO DA COMPANHIA

O Ato ou Fato Relevante deve ser imediatamente divulgado, salvo quando sua manutenção sob sigilo for indispensável para preservar legítimos interesses da Companhia.

O Ato ou Fato Relevante poderá, em caráter excepcional, não ser divulgado quando os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que sua divulgação colocará em risco o interesse legítimo da Companhia, observando-se, adicionalmente, o que segue:

- (a) os Acionistas Controladores ou Administradores que decidirem pela manutenção do sigilo em benefício da Companhia deverão cientificar imediata e formalmente o Diretor de Relações com Investidores do fato tido como relevante em estado sigiloso, dando conhecimento das informações necessárias ao seu correto entendimento para que, por si só, sejam capazes de subsidiar eventual divulgação nos termos da Instrução 358;
- (b) o Diretor de Relações com Investidores ou, ainda, os demais Administradores ou Acionistas Controladores da Companhia – estes dois últimos grupos, mediante comunicação simultânea ao Diretor de Relações com Investidores – poderão solicitar a apreciação da manutenção de sigilo à CVM, desde que em envelope lacrado e com adverfência de confidencialidade, tendo como destinatário o Presidente da CVM. Caso esta decida pela divulgação ao mercado do Ato ou Fato Relevante, determinará ao interessado ou ao Diretor de Relações com Investidores, conforme o caso, que o comunique, imediatamente, à bolsa de valores e entidade do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários sejam admitidos à negociação, e o divulgue na forma do artigo 3º da Instrução 358; e
- (c) em qualquer hipótese de manutenção do sigilo de Ato ou Fato Relevante, ocorrendo situações enquadráveis no item SITUAÇÕES ANÔMALAS ou quando a situação escapar ao controle dos Destinatários, o Diretor de Relações com Investidores deve ser informado imediatamente e este deverá adotar os procedimentos previstos no item (b) acima ou divulgar imediatamente o respectivo Ato ou Fato Relevante, caso que não eximirá os Acionistas Controladores e os Administradores de sua responsabilidade pela divulgação.

XI. TITULARES DE VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA COMPANHIA

Os Acionistas Controladores, Administradores e Conselheiros devem informar à Companhia a titularidade e as negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, por suas sociedades controladoras ou controladas.

Os Acionistas Controladores, Administradores e Conselheiros são obrigados a informar à Companhia a titularidade e as negociações realizadas com valores mobiliários, derivativos ou quaisquer outros valores mobiliários referenciados nos valores mobiliários de emissão da Companhia ou de emissão de Sociedades Controladas ou controladoras, desde que companhias abertas, de que sejam titulares. Devem, ainda, comunicar os valores mobiliários emitidos por essas companhias que pertençam (i) ao cônjuge do qual não estejam separados judicialmente; (ii) ao companheiro; (iii) a qualquer dependente incluído na declaração anual de imposto sobre a renda; e (iv) a sociedades controladas, direta ou indiretamente.

O comunicado previsto neste item deverá ser efetuado mensalmente no prazo máximo de 5 (cinco) dias após o término de cada mês, independente de ter havido alteração em qualquer das posições detidas, exceto: (i) no momento da investidura no cargo, quando a comunicação deverá ser realizada no primeiro dia útil seguinte à investidura; e (ii) para os Administradores e Conselheiros, quando houver a realização de negócio com os Valores Mobiliários, quando a comunicação deverá ser realizada no prazo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio. Essa comunicação deverá conter, no mínimo, o seguinte:

- (i) nome e qualificação, indicando o número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro de Pessoas Físicas;
- (ii) quantidade, por espécie e classe, no caso de ações, e demais características no caso de outros valores mobiliários, além da identificação da companhia emissora e do saldo da posição detida antes e depois da negociação; e
- (iii) forma de aquisição ou alienação, preço e data das operações.

XII. RESPONSABILIDADE PELA DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE NEGOCIAÇÃO DE ADMINISTRADORES E PESSOAS LIGADAS

O Diretor de Relações com Investidores é o responsável pela transmissão, à CVM, de Informações sobre Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas.

O Diretor de Relações com Investidores deve transmitir à CVM e ao(s) mercado(s) em que seja admitida a negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia, as informações recebidas pela Companhia em conformidade com o disposto no Capítulo XI acima.

XIII. DIVULGAÇÃO ASSIMÉTRICA DE INFORMAÇÕES

Todos os Destinatários são responsáveis por não divulgar Ato ou Fato Relevante de forma privilegiada, ainda que em reuniões, públicas ou restritas.

Previvamente à veiculação de Ato ou Fato Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior, os Destinatários deverão contatar e submeter o material objeto de exposição ou divulgação ao Diretor de Relações com Investidores, em caráter confidencial, o qual tomará as providências necessárias à divulgação simultânea de informações, se for o caso.

XIV. DO CRIME CONTRA O MERCADO DE CAPITAIS

A utilização de informação acerca de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado pode ser tipificada como crime, sujeito à pena de reclusão de um a cinco anos e multa.

Utilizar informação relevante ainda não divulgada ao mercado, cujos Destinatários tenham conhecimento e da qual devam manter sigilo, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiro, com valores mobiliários, é prática tipificada como crime contra o mercado de capitais, nos termos do Art. 27-D da Lei n.º 6.385, de 07 de dezembro de 1976, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 10.303, de 31 de outubro de 2001, sujeita à pena de reclusão, de um a cinco anos, e multa de até três vezes o montante da vantagem ilícita obtida em decorrência do crime.

XV. VIGÊNCIA E ALTERAÇÕES

Alterações à Política de Divulgação serão informadas aos Destinatários. Conforme deliberado, a Política de Divulgação entrou em vigor em 18 de dezembro de 2007. O Conselho de Administração da Companhia poderá, a qualquer tempo, promover alterações à Política de Divulgação, as quais serão prontamente comunicadas pelo Diretor de Relações com Investidores aos Destinatários, à CVM, à bolsa de valores mobiliários e entidades de mercado nas quais os valores mobiliários de emissão da Companhia estejam admitidos à negociação, passando a se aplicar a todos na data de ciência das alterações.



21.3. Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações:

O Diretor de Relações com Investidores é o administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

21.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes.

Adicionalmente às informações prestadas acima, a Companhia entende não haver informações relevantes adicionais que devem ser prestadas neste item 21 do Formulário de Referência.

22. NEGÓCIOS EXTRAORDINÁRIOS

Em milhares de reais, exceto quando indicado

22.1. Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia referente aos 3 últimos exercícios sociais

À exceção das operações informadas nos itens 6.3, 6.5 e 8.3 do presente Formulário de Referência, não há outras operações a serem informadas.

22.2. Alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia referentes aos 3 últimos exercícios sociais

À exceção das operações informadas nos itens 6.5 e 8.3 do presente Formulário de Referência, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3. Contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais referentes aos 3 últimos exercícios sociais

Nos últimos 3 exercícios sociais, a Companhia não realizou nenhum contrato relevante com nenhuma de suas controladas que não seja relacionado a suas atividades operacionais.

22.4. Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.