

2011

RELATÓRIO ANUAL



Chesf

2011
RELATÓRIO ANUAL



Sumário

Relatório da Administração

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	9
CONJUNTURA ECONÔMICA.....	11
PERFIL DA EMPRESA	13
RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS.....	16
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	17
GOVERNANÇA CORPORATIVA	19
MERCADO DE ENERGIA.....	22
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	23
NOVOS NEGÓCIOS	25
DESEMPENHO OPERACIONAL	27
INVESTIMENTOS.....	31
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	35
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	40
RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES.....	42
PROGRAMA DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO	43
GESTÃO DE PESSOAS	45
FORNECEDORES	48
RELACIONAMENTO COM AS COMUNIDADES.....	49
RESPONSABILIDADE AMBIENTAL	55
CULTURA	58
PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS.....	59
INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL.....	61

Demonstrações Contábeis





Relatório da Administração



Saída das Linhas - PA SE IV PAF

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Confiante em sua capacidade de enfrentar desafios, em 2011 a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, continuou mantendo sua trajetória de evolução com sucesso e foco na sustentabilidade, não só pelo seu desempenho operacional e econômico-financeiro, como pela expansão no sistema de geração e de transmissão.

No ano de 2011, a Chesf atingiu um lucro líquido de R\$ 1.554,1 milhões com rentabilidade de 9,24% sobre o Patrimônio Líquido.

A Companhia vem realizando nos últimos dez anos um grande programa de expansão da transmissão, tendo ampliado, neste ano, em 810 MVA a sua capacidade de transformação de energia elétrica, praticamente o dobro em relação ao exercício anterior.

No ano, os investimentos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Chesf totalizaram R\$ 1.158,1 milhões.

A prospecção de novos negócios é parte da estratégia da Chesf para expandir seus sistemas de geração e transmissão. Durante o ano de 2011, a Companhia participou de forma isolada e obteve sucesso em diversos leilões de novos empreendimentos, promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, que resultarão no acréscimo aproximado de 370 km de linhas de transmissão.

No segmento de geração, participou do consórcio vitorioso com o grupo Voltalia no Leilão de Energia Nova nº 07/2011, vendendo energia de quatro parques eólicos localizados no Estado do Ceará, com uma potência de 111,6 MW, que resultarão na formação de quatro Sociedades de Propósito Específico – SPEs. A Companhia terá participação de 49% em cada uma delas.

Na área de geração solar, a Companhia submeteu, em dezembro, à Aneel uma planta fotovoltaica de 3 MWp interligada à rede elétrica em uma área localizada próxima à cidade de Petrolina-PE. Essa planta tem por objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira.

Ressalte-se ainda que, por meio de participações em Sociedades de Propósito Específico em empreendimentos

de geração, a Chesf adicionou 2.597,7 MW ao seu parque gerador, valor correspondente à participação da Companhia nessas sociedades.

A Companhia gerou 48.663 GWh em 2011, representando uma elevação de 10,2% em relação ao ano anterior. Os resultados em 2011 para os indicadores operacionais apontam também melhoria de desempenho no atendimento à carga em relação aos últimos dois anos.

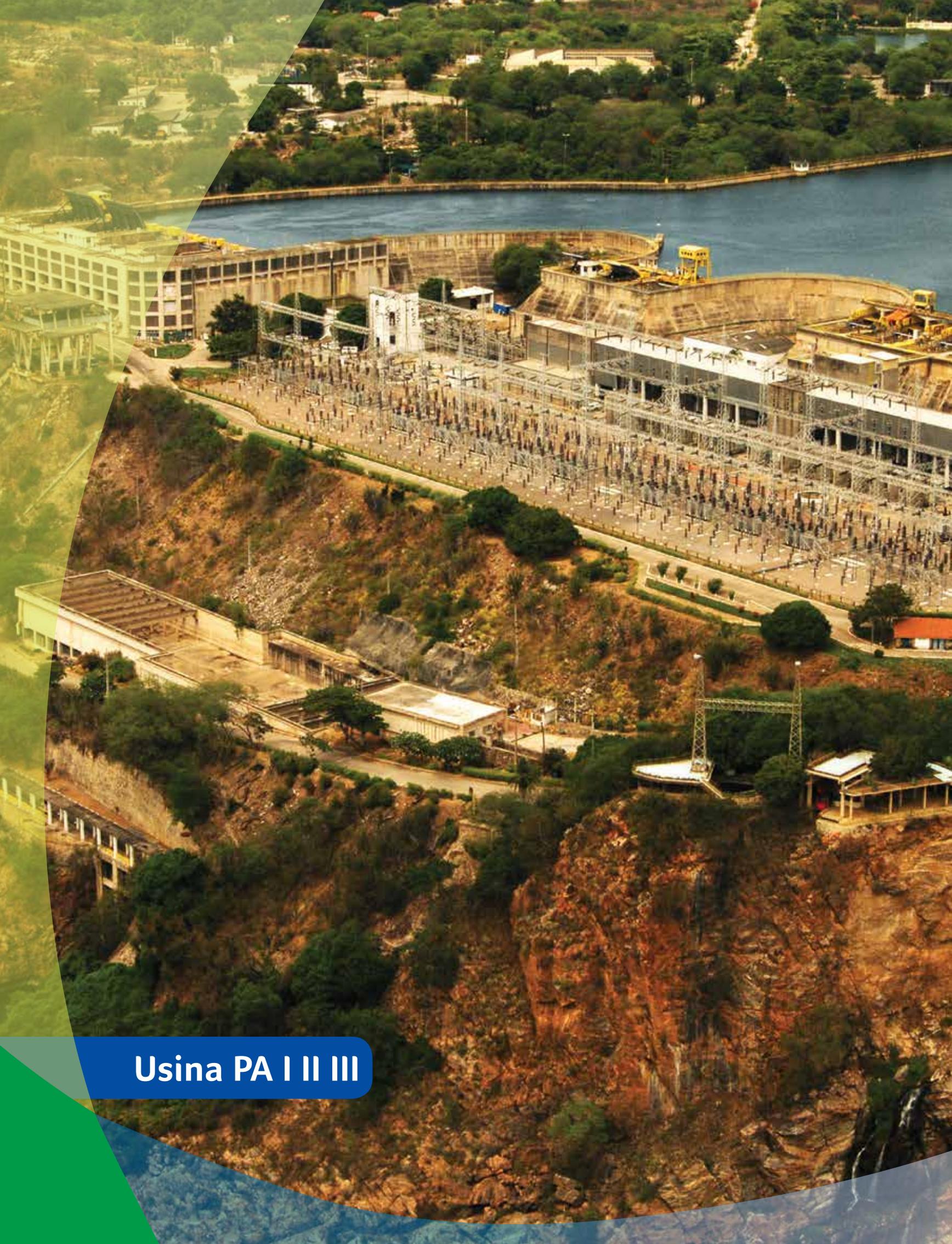
Na área de Pesquisa e Desenvolvimento + Inovação (P&D+I), o plano de investimento contemplou projetos nas áreas de geração solar termelétrica, nanotecnologia e gestão de equipamentos e instalações.

Em 2011, a Companhia continuou realizando investimentos na área social e na área ambiental norteadas pelos princípios de eficiência empresarial, rentabilidade e responsabilidade socioambiental, comprometendo-se com a preservação dos recursos ambientais e com a redução das desigualdades sociais e regionais.

No campo da gestão, o foco foi a consolidação do Processo de Gestão Empresarial da Chesf a partir do Planejamento Empresarial Chesf, que, como instrumento de referência para todas as ações de gestão da Companhia, possibilitou a definição de Metas de Desempenho de Equipe integrantes do Sistema de Gestão de Desempenho – SGD, atrelando a gestão de pessoas à gestão empresarial.

Na gestão de pessoal, destaca-se o investimento médio por empregado representando uma elevação de 16,5% em relação ao ano anterior, bem como a contratação de 104 pessoas portadoras de necessidades especiais para o seu quadro de empregados e a ampliação das ações de acessibilidade na Sede e nas Regionais.

O Conselho de Administração da Chesf e a Diretoria manifestam a sua irrestrita confiança na competência do seu corpo funcional e acreditam que as ações realizadas nos últimos anos serão a base para a manutenção do crescimento sólido e sustentável da Companhia. Em paralelo, acreditam firmemente que a Empresa manterá a sua busca por níveis cada vez maiores de Governança Corporativa, tendo por base o compromisso com a sustentabilidade e com a ética, garantindo, assim, a evolução dos padrões de atendimento à sociedade, em conformidade com as diretrizes da Eletrobras.



Usina PA I II III

CONJUNTURA ECONÔMICA

O Banco Central do Brasil reagiu de forma enérgica em relação à crise financeira internacional. As medidas tomadas resultaram principalmente no crescimento do mercado interno. O crescimento da demanda foi superior à capacidade produtiva do País, levando, em consequência, a pressões inflacionárias. O crédito elevou-se de 46,4% do PIB, em 2010, para 47,3%, em 2011.

O PIB brasileiro, em 2011, apresentou um crescimento de 3%, bem inferior à taxa recorde do ano passado, que atingiu 7,5%, tendo como principal causa a crise mundial, que gerou a desaceleração da nossa economia.

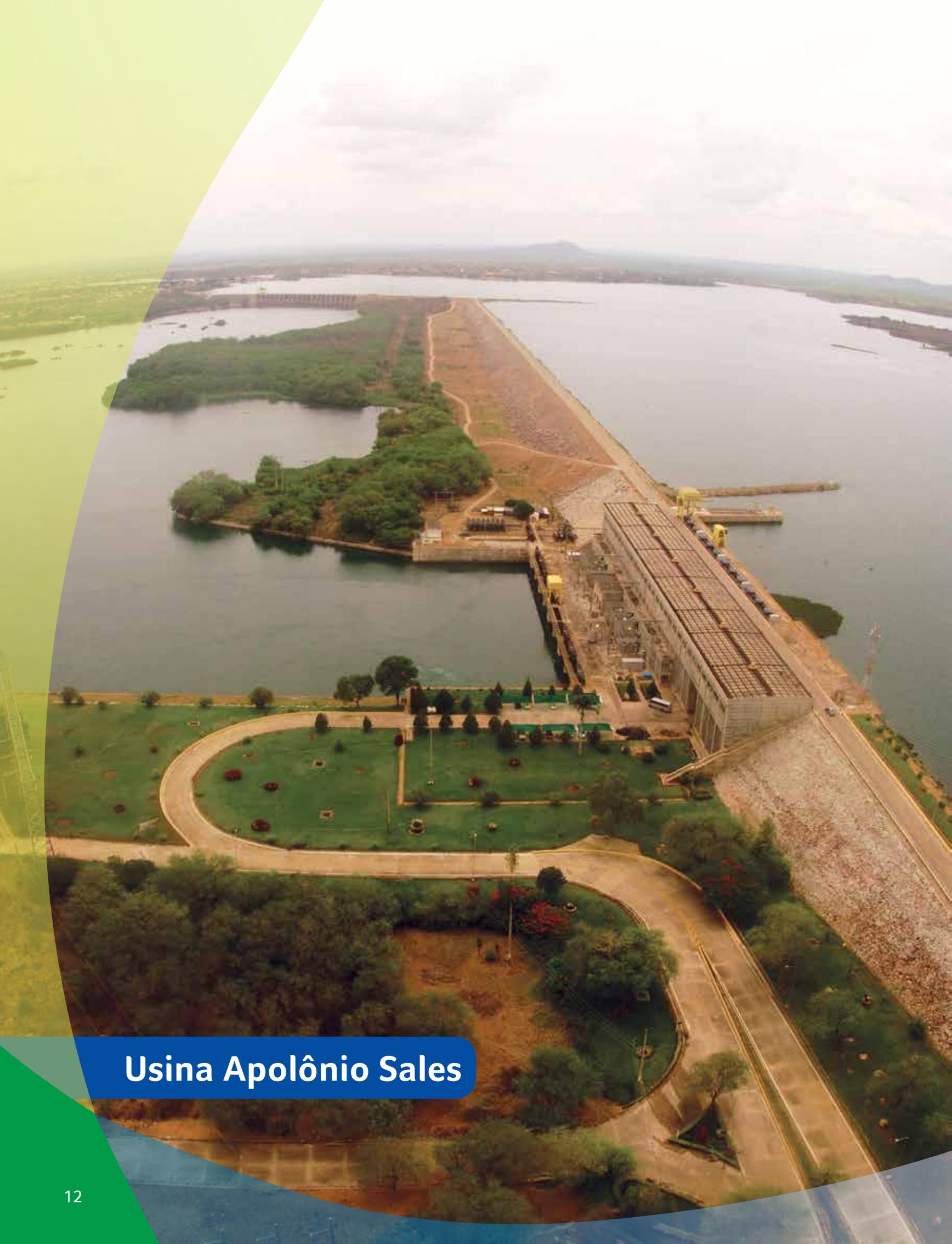
A inflação brasileira em 2011, que alcançou 6,5%, foi a maior dos últimos sete anos — a de 2004 registrou a taxa de 7,6%. O índice de preços ficou exatamente no teto tolerado, tendo o Governo afirmado ter cumprido a sua meta pelo oitavo ano consecutivo. No primeiro trimestre de 2011, a alta dos preços concentrou-se na elevação

das tarifas de educação e de transporte coletivo, bem como dos preços dos alimentos. No segundo trimestre, os alimentos seguiram pressionando a inflação, mas de forma menos acentuada. Nos últimos trimestres, a pressão decresceu. Em 2012, a inflação esperada é da ordem de 4,7%.

Pelo lado do câmbio, o dólar dos Estados Unidos fechou o exercício de 2011 cotado em R\$ 1,87/US\$ 1,00, registrando uma desvalorização de 12,6% do real em relação à citada moeda, motivada principalmente pela crise europeia.

Quanto à política monetária, o Banco Central do Brasil iniciou o ano de 2011 reagindo para conter a alta da inflação no País, porém a política de gastos do Governo acabou agindo em sentido contrário. Em março, o Copom elevou a taxa básica de juros da economia — Selic — para 11,75%, que encerrou o ano em 10,90%.





Usina Apolônio Sales

PERFIL DA EMPRESA

A Chesf, concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras, é uma sociedade de economia mista de capital aberto, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031, de 03 de outubro de 1945, e constituída na 1ª Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 15 de março de 1948, tendo por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica.

O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual próximo a 97% da produção total. Atualmente, seu parque gerador possui 10.615 MW de potência instalada, sendo composto por 14 usinas hidrelétricas, supridas por nove reservatórios com capacidade de armazenamento máximo de 52 bilhões de m³ de água e uma usina térmica bicomustível com 346,8 MW de potência instalada, relacionadas a seguir:

USINAS	RIO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
HIDRELÉTRICAS:	-	10.268,328
Sobradinho	São Francisco	1.050,300
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400
Piloto	São Francisco	2,000
Xingó	São Francisco	3.162,000
Funil	de Contas	30,000
Pedra	de Contas	20,007
Boa Esperança	Parnaíba	237,300
Curemas	Piancó	3,520
Araras	Acaraú	4,000
TERMELÉTRICA:		346,803
Camaçari	-	346,803
TOTAL		10.615,131

Ressalte-se, ainda, que a Chesf possui participações em empreendimentos de geração, por meio de SPEs, de 2.597,7 MW, conforme quadro a seguir:

SPEs	EMPREENHIMENTO	LOCAL	MW	PART.	INÍCIO DE OPERAÇÃO	MW (equiv.)
Águas da Pedra	UHE Dardanelos	Aripuanã/MT	261,0	24,5%	09/08/2011	63,9
ESBR	UHE Jirau	Porto Velho/RO	3.750,0	20,0%	Prev. 2013	750,0
Norte Energia	UHE Belo Monte	Altamira/PA	11.233,0	15,0%	Prev. 2015	1.685,0
Pedra Branca	CGE Pedra Branca	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
Sete Gameleiras	CGE Sete Gameleiras	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
São Pedro do Lago	CGE São Pedro do Lago	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
Em formação: Chesf/Voltalia Leilão nº 7/2011	CGEs Junco I, II; Caiçara I, II	Jijoca de Jericoacoara e Cruz/CE	111,6	49,0%	Prev. 2015	54,7
Total equivalente em SPEs						2.597,7

O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.644,6 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.118,4 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.805,6 km de circuitos de transmissão em 230 kV, e 720,6 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores; 101 subestações (considerando-se neste total a Subestação Sapeçu, localizada no Recôncavo Baiano, em relação à qual a Chesf tem contrato de cessão de uso); e 509 transformadores em operação em níveis de tensão superiores a 69 kV, totalizando uma capacidade de transformação de 43.827 MVA; além de 6.210 km de cabos de fibra óptica.

SE Suape III

A Chesf também possui participações em empreendimentos de transmissão, por meio de SPEs, de aproximadamente 1.597,5 km, conforme quadro a seguir:

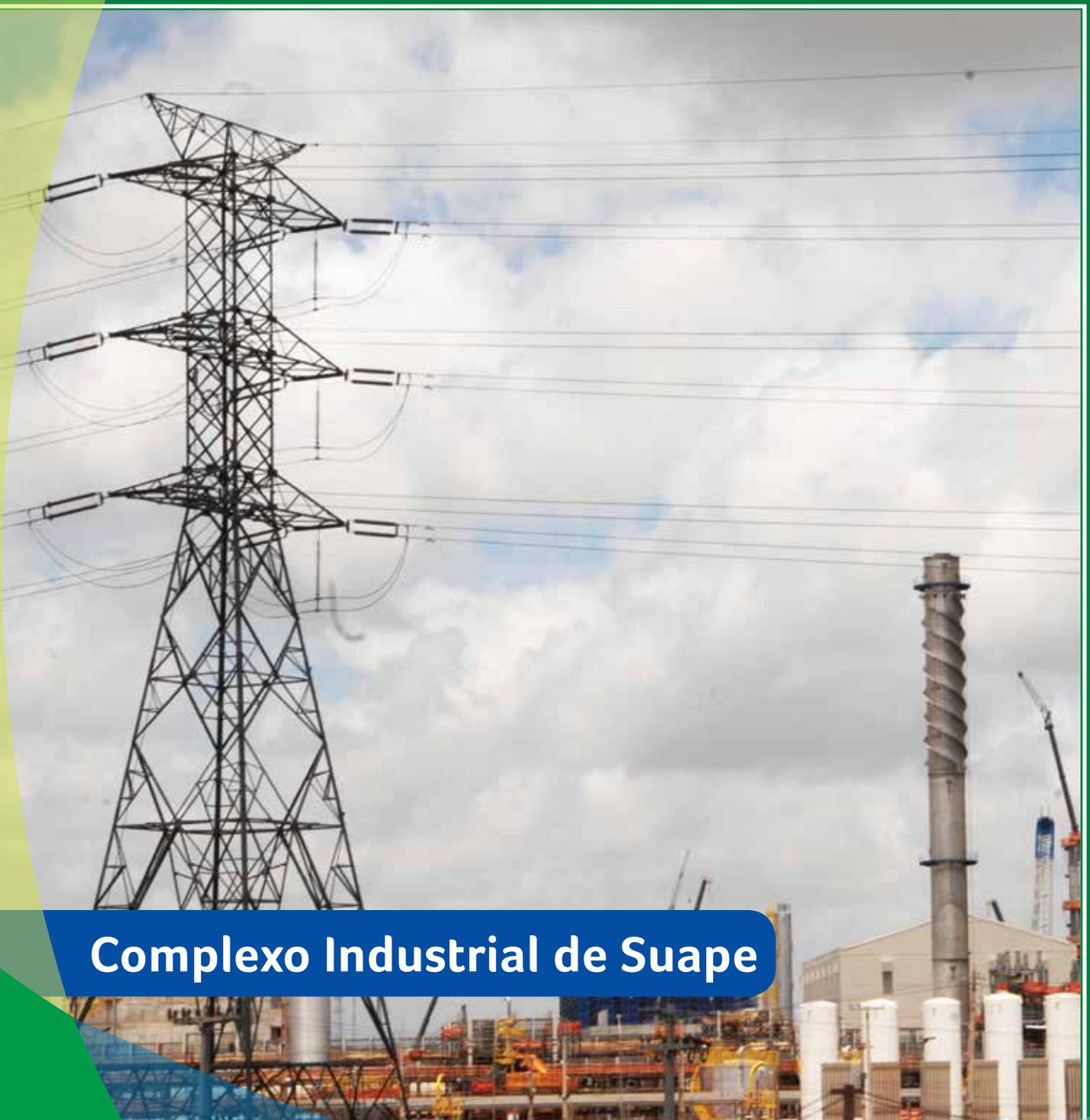
Empresa	LT	Circuito	Tensão (kv)	Extensão (km)	Extensão (equiv.)
STN	Teresina II/Fortaleza II	CD	500	327,0	160,2
STN	Sobral III/Fortaleza II	CD	500	219,0	107,3
TOTAL				546,0	267,5
Integração Transmissora	Colinas/Miracema	CS	500	173,0	20,8
Integração Transmissora	Miracema/Gurupi	CS	500	255,0	30,6
Integração Transmissora	Gurupi/Peixe II	CS	500	72,0	8,6
Integração Transmissora	Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500	195,0	23,4
TOTAL				695,0	83,4
Manaus Transmissora	Oriximiná/Silves	CD	500	335,0	65,3
Manaus Transmissora	Silves/Lechuga	CD	500	224,0	43,7
TOTAL				559,0	109,0
IE Madeira	Porto Velho/Araraquara II	CS	600	2.375,0	581,9
TOTAL				2.375,0	581,9
TDG	São Luís II/São Luís III	CS	230	36,0	17,6
TDG	Secc. Sobral III/Fortaleza II C1/C2	CS	230	120,0	58,8
TOTAL				156,0	76,4
Garanhuns	Luiz Gonzaga/Garanhuns	CS	500	224,0	109,7
Garanhuns	Garanhuns/Pau Ferro	CS	500	239,0	117,1
Garanhuns	Garanhuns/Campina Grande III	CS	500	190,0	93,1
Garanhuns	Garanhuns/Angelim	CS	230	13,0	6,4
TOTAL				666,0	326,3
Extremoz	Ceará Mirim/João Câmara II	CS	500	64,0	31,4
Extremoz	Ceará Mirim/Campina Grande III	CS	500	201,0	98,5
Extremoz	Ceará Mirim/Extremoz II	CS	230	26,0	12,7
Extremoz	Campina Grande III/Campina Grande II	CS	230	8,5	4,2
Extremoz	Secc. Campina Grande II/Extremoz II C1/C2	CS	230	12,5	6,1
TOTAL				312,0	152,9
Total LTs em operação - SPE				1.241,0	350,9
Total LTs em construção - SPE				4.068,0	1.246,5
Total Geral				5.309,0	1.597,5

RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

A Chesf, como empresa de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A política de relacionamento da Companhia é pautada pela divulgação de informações com transparência, caracterizada pelo respeito aos princípios legais e éticos, alinhados às normas a que está submetida como concessionária de serviço público.

A Companhia possui um canal de divulgação de informações em seu portal corporativo www.chesf.gov.br, link *Relações com Investidores*. A comunicação com seus acionistas é feita via atendimento telefônico, correio-padrão, endereçamento eletrônico e presencialmente.

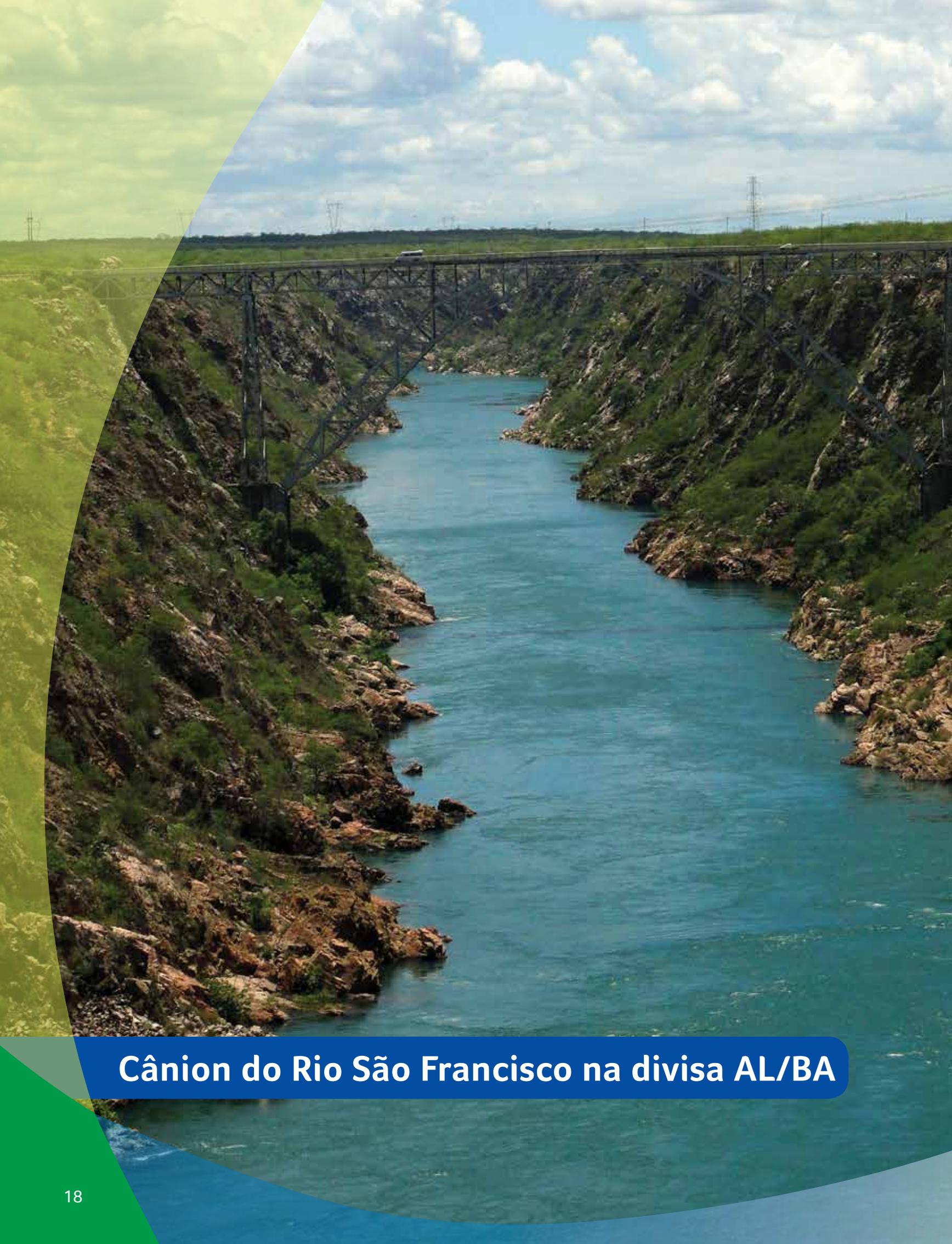


Complexo Industrial de Suape



Riacho Talhado – Cânion do Rio S. F.

O capital social da Companhia, no montante de R\$ 7.720,8 milhões, é representado por 51.565 mil ações nominativas, divididas em 50.095 mil ações ordinárias e 1.470 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Desse total, 99,554% pertencem à Eletrobras; 0,376%, ao Ministério da Fazenda; 0,017%, à Light; e 0,053%, a outros acionistas.



Cânion do Rio São Francisco na divisa AL/BA

Administração

A Chesf é administrada por um Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, com atribuições previstas na lei e no seu Estatuto Social, e por uma Diretoria-Executiva.

É privativo de brasileiros o exercício dos cargos integrantes da Administração da Chesf, devendo os membros do Conselho de Administração ser acionistas; e os da Diretoria-Executiva, acionistas ou não.

O Conselho de Administração é integrado por até seis membros, com reputação ilibada e idoneidade moral, eleitos pela Assembleia Geral, os quais, dentre eles, designarão o presidente do Conselho, todos com prazo de gestão de um ano, admitida a reeleição.

Estatutariamente, em 2011 a Assembleia de Acionistas aprovou que um dos membros do Conselho de Administração seja indicado pelo ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e outro membro eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos e em eleição organizada pela Companhia em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente. A primeira eleição está prevista para o ano de 2012.

A Diretoria-Executiva é composta pelo diretor-presidente e por até cinco diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão de três anos, permitidas reeleições. O diretor-presidente é escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo acumular a função de presidente desse conselho.

O Conselho Fiscal, de caráter permanente, compõe-se de três membros efetivos e igual número de suplentes, sendo um indicado pelo Ministério da Fazenda, como representante da Secretaria do Tesouro Nacional.

Gestão da Ética

No Código de Ética, estão expressos os princípios éticos e os compromissos de conduta que norteiam a Companhia nas interações com os diferentes públicos, bem como o que se espera da conduta dos seus empregados e de todo o público interno. A Chesf, por meio da Comissão

de Ética, empenha-se para que tais princípios e compromissos estejam internalizados por compreender que tal procedimento contribui para aprimorar práticas e comportamentos que assegurem os direitos individuais e coletivos e que preservem os interesses da Companhia. Para tanto, ofereceu para gerentes e empregados palestras e oficinas sobre temas éticos. Além de atuar sistematicamente na disseminação de princípios éticos, valores e compromissos de conduta expressos no Código, a Comissão de Ética monitora o seu cumprimento, avalia indícios de desvio de conduta e atua apurando responsabilidades e adotando medidas preventivas.

Ouvidoria

A Ouvidoria da Chesf, desde o início de suas atividades, em 2009, recebeu 4.248 manifestações, das quais, 1.574 no exercício de 2011. Nesse período, essa instância de diálogo entre a Companhia e seus públicos de interesse vem atuando com o propósito de atender às demandas com agilidade e objetividade e de tornar a Chesf mais transparente, valorizando, assim, as boas práticas de Governança Corporativa. Como resultado desse trabalho, em 2011 a Ouvidoria registrou cerca de 70 mensagens de agradecimento pelo atendimento prestado pela Empresa.

A grande maioria das demandas (90%) foi oriunda do público externo, porque a Ouvidoria é o canal que centraliza quase todos os tipos de demandas externas acerca da Companhia.

O prazo estabelecido para respostas às manifestações recebidas é de 15 dias. Em 2011, o prazo médio alcançado foi de sete dias, tendo a Ouvidoria respondido diretamente a 64% das manifestações. Esse percentual foi influenciado pelo tema *concurso público*, que, ao longo dos três anos de funcionamento da Ouvidoria, tem sido o assunto predominante. O segundo tema mais demandado referiu-se a questões relacionadas a Recursos Humanos, incluindo busca de informações sobre oportunidades de emprego e estágio na Companhia.

Em setembro de 2011, a equipe da Ouvidoria participou do evento *Certificação e Capacitação de Ouvidores*, promovido pela Unise/Eletronbras, para cumprimento de determinação legal para a capacitação e avaliação de profissionais que atuam em ouvidoria. A equipe da Ouvidoria da Chesf obteve a certificação fornecida pela Associação Brasileira de Ouvidores – ABO.

Auditoria Interna

A Auditoria Interna, subordinada ao Conselho de Administração, planeja e executa as atividades de auditoria interna na Companhia, com avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade e a adequação dos controles internos e o cumprimento das normas, regulamentos e da legislação associados às suas operações. O planejamento da Auditoria Interna consubstanciado no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – Paint, é submetido à aprovação da Controladoria Geral da União – CGU, e, posteriormente, aos Conselhos Fiscal e de Administração.

Sustentabilidade Empresarial

A Chesf tem, em sua estrutura organizacional, uma Coordenadoria, subordinada à Presidência, para tratar de assuntos relativos à sustentabilidade, contando também com um Comitê de Sustentabilidade Empresarial, que é responsável por políticas, diretrizes, consolidação e monitoramento de planos de ações para a melhoria das práticas de sustentabilidade.

Em 2011, pelo segundo ano consecutivo, foi emitido o Relatório de Sustentabilidade seguindo as diretrizes mundiais da Global Reporting Initiative – GRI, com o grau de aplicação no nível B – autodeclarado e o Relatório de Comunicação de Progresso – COP, do Pacto Global. Além dessa adesão, a Companhia manteve ações para atender aos Princípios de Empoderamento da Mulher da Unifem e ao Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo. Foi ainda elaborado o *Manual de Orientação sobre Projetos Sociais* e iniciado o desenvolvimento de um sistema informatizado para apoio às informações necessárias à sustentabilidade empresarial.

A Chesf, como integrante do Núcleo de Coordenadores do Comitê de Sustentabilidade do Sistema Eletrobras, contribuiu ativamente para o *Relatório de Sustentabilidade da Holding* e para as respostas aos questionários do Dow Jones Sustainability Index – DJSI, e do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE, da BM&FBovespa, tendo, neste último, mantido, em 2011, o desempenho máximo qualitativo (A).

Gestão de Riscos Corporativos

A Chesf vem desenvolvendo e implementando um modelo de gestão de riscos, coordenado pela Eletrobras, que considera as diversas naturezas de riscos — fatores aos quais a Companhia está exposta que causam impactos nos resultados corporativos e exigem constante monitoramento em função das metas de crescimento e da expectativa de rentabilidade da Chesf. Em 2011, foram implementados os gerenciamentos decorrentes: a) do processo produtivo (riscos operacionais); b) das obrigações assumidas com terceiros (riscos de crédito); c) da exposição negativa da marca (riscos de reputação); d) do impacto ao meio ambiente provocado pelas operações (riscos ambientais); e) dos impactos à produção ou ao negócio, causados por fenômenos naturais (riscos de desastres naturais); e f) de problemas causados por ações em desacordo com as regulações e ou legislação (riscos de conformidade). A Chesf transfere ao mercado segurador, por meio de compra de seguros, os riscos que podem gerar perdas significativas à Companhia e os que devem ser obrigatoriamente segurados, por disposição legal ou regulatória. A Companhia possui um Comitê de Riscos, constituído por representantes de todas as Diretorias, responsável pela definição e aprovação das políticas globais para a gestão de riscos corporativos.

Gestão de Controles Internos

A Chesf, enquanto sociedade anônima de capital aberto e subsidiária integral da Eletrobras, está sujeita às normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM; entretanto, como a Eletrobras está vinculada à Securities and Exchange Commission – SEC, órgão regulador do mercado de ações dos Estados Unidos da América, o diretor-presidente e o diretor de Relações com Investidores da Companhia atestam a efetividade dos seus controles internos no encerramento de cada exercício. Essas certificações contemplam os principais processos da Chesf, que se enquadram na categoria de relevantes, de acordo com os requisitos da CVM e da Lei Sarbanes-Oxley – SOX, de forma a garantir a conformidade da Eletrobras em relação a essa lei, necessária à manutenção do seu registro de American Depositary Receipts – ADR, nível II. Em 2011, o processo de certificação anual envolveu quatro etapas: a) avaliação dos controles internos em nível de entidade (entity level) para diagnosticar o ambiente de Governança Corporativa, b) autoavaliação do desenho dos processos empresariais e dos controles internos pelos gestores de negócio, c) teste de administração

dos controles internos pela Auditoria Interna, e d) teste de certificação dos controles internos pelos auditores independentes.

Planejamento Empresarial

No que se refere a planejamento empresarial, o ano de 2011 teve foco na busca da consolidação do Processo de Gestão Empresarial da Chesf a partir do Planejamento Empresarial Chesf 2010 — 2015 – PE Chesf, e de sua institucionalização, conforme a Resolução Normativa Sistematização da Gestão Empresarial.

Essa consolidação implicou no desdobramento dos objetivos estratégicos constantes do *Mapa Estratégico Chesf 2010 – 2015*, os quais foram cadastrados no Sistema de Gestão (software desenvolvido pela Chesf na base IBM Notes), com todas as informações necessárias ao acompanhamento, ao controle e à realimentação de cada objetivo estratégico. Essa iniciativa viabiliza a realização das Análises de Desempenho Global do PE Chesf, possibilitando o giro completo do PDCA (Plan – Do – Check – Act) do Processo de Gestão Empresarial.

Essa é a dinâmica definida, cujas bases foram desenvolvidas em 2011, para ser aplicada a partir do ano seguinte, com o objetivo de manter o PE Chesf uma peça de gestão continuamente atualizada, de modo a refletir os desafios da Companhia diante dos cenários externos e internos que incessantemente se configuram.

Assim, passando a ser um instrumento de referência para todas as ações de gestão da Companhia, o PE Chesf possibilitou a definição das Metas de Desempenho de Equipe integrantes do Sistema de Gestão do Desempenho – SGD, atrelando a gestão de pessoas à gestão empresarial. O primeiro ciclo de avaliação do desempenho da força de trabalho, com base no SGD, deverá ocorrer no início de 2012.

Uma importante ação empreendida em 2011, como parte do Processo de Gestão Empresarial, foi a realização do Diagnóstico da Gestão da Chesf, com base nos Critérios de Excelência da Gestão, conforme preconizado pela Fundação Nacional da Qualidade – FNQ, à qual a Chesf é filiada na categoria de Mantenedora. Esse diagnóstico possibilitou a identificação das principais Lacunas da Gestão, gerando as Oportunidades de Melhoria, que serão agregadas ao PE Chesf para o período 2012 – 2015.

Outra ação significativa de gestão foi a previsão no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – Paint/2012, da realização de um trabalho de auditoria sobre o acompanhamento da execução do Planejamento Empresarial Chesf, tomando por base os resultados previstos para o ano em curso em confronto com aqueles efetivamente alcançados. O pressuposto é de que a realização dessa auditoria contribua com o Processo de Gestão Empresarial da Chesf.



Pórtico UHE PA IV

MERCADO DE ENERGIA

A energia elétrica total consumida em 2011 no Brasil atingiu 430.106 GWh e representou um acréscimo de 3,6% em relação ao ano de 2010. Dentre as classes de consumo, destacaram-se a comercial e a residencial, com crescimentos de 6,3% e 4,6%, que, juntas, representam mais de 40% do consumo total.

Nos últimos quatro anos, o resultado obtido em 2011 só não foi melhor que o crescimento de 8,1% verificado em 2010. Entretanto, ressalta-se que esse crescimento deve ser relativizado, considerando a baixa base de comparação, influenciada pela crise financeira que atingiu os Estados Unidos da América a partir do final de 2008.

Considerando-se a crise que se instalou nos países desenvolvidos em 2011, acarretando, inclusive, o rebaixamento da nota de classificação de risco de alguns países europeus, pode-se afirmar que as economias emergentes apresentaram um ritmo diferente de crescimento nesse ano.

No caso da economia brasileira, o crescimento vem sendo sustentado principalmente pela expansão da demanda interna, devido ao acesso facilitado ao crédito, à redução da taxa de desemprego e ao aumento da renda da população.

Para o Nordeste, em 2011, o consumo de energia elétrica atingiu 59.722 GWh (13,9% do mercado brasileiro), representando uma elevação de 0,3% em relação a 2010. Essa variação reflete a desativação da planta da Novelis-BA, a queda da produção em vários segmentos industriais e as baixas temperaturas registradas no início do ano. Além desses fatores, foram determinantes os problemas técnicos nas unidades industriais eletrointensivas do subsistema Nordeste.

Para atender ao submercado Nordeste, a Chesf contribuiu com 68,1%; os intercâmbios com os subsistemas Norte e Sudeste responderam por 9,9% e 9,7%, respectivamente, enquanto as outras gerações (hidrelétrica, térmica e eólica) participaram com 12,3%.

Para o período de 2011 a 2020, as projeções de mercado divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, apresentam crescimento no consumo nacional de energia elétrica, nas regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, da ordem de 4,8% ao ano. Esse desempenho está sustentado pela expansão das classes comercial (6,0% ao ano), residencial (4,5% ao ano) e industrial (4,4% ao ano). A classe residencial perde participação no consumo total, passando de 26,1% em 2011 para 25,3% em 2020. Já a classe comercial ganha participação ao longo do período, saindo de 17,1% em 2011 para 18,8%. E a classe industrial mantém sua participação em torno de 43% até o final do horizonte.

Para a carga de energia, o incremento será da ordem de 30.340 MW médios no final de 2020, evoluindo dos atuais 58.256 MW médios para 88.596 MW médios, considerando a interligação de sistemas isolados da Região Norte. Dentre os subsistemas elétricos, o Norte apresenta o maior crescimento (9,5% ao ano), justificado pela interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, além da entrada de grandes cargas industriais. O Nordeste terá uma expansão média de 4,8% ao ano, com crescimento superior ao previsto para o Brasil, passando de 8.412 MW médios para 13.353 MW médios em 2020, representando incremento de 4.941 MW médios no final do último ano.



SE Teresina



Sala de Comando UHE Itaparica

A energia comercializada pela Chesf em 2011 atingiu o montante de 50.065 GWh, distribuído entre 22 estados do Brasil e o Distrito Federal. Desse montante, 44.061 GWh foram destinados ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, para atendimento às distribuidoras e aos consumidores cativos, que representam 88,01% do total comercializado, enquanto que 6.004 GWh foram destinados ao Ambiente de Contratação Livre – ACL, para atendimento aos comercializadores e aos consumidores livres, representando 11,99% desse total.

Em 2011, a venda de energia para as distribuidoras representou um percentual de 75,49% do total da energia comercializada pela Chesf. Dentro desse mercado, destacam-se as vendas efetuadas para aquelas localizadas nos seguintes estados: São Paulo (33,52%), Bahia (19,77%), Rio de Janeiro (12,70%), Paraná (12,11%), Rio Grande do Sul (7,34%) e Minas Gerais (6,63%).

No Ambiente de Contratação Livre, o processo de negócio de venda de energia é realizado pela Companhia por meio de leilões. Para tanto, a Chesf conta com suporte de plataforma computacional.

No ano de 2011, a Chesf promoveu 15 leilões, que resultaram em 209 novos contratos com comercializadores e consumidores livres. Esses novos contratos no ambiente livre representaram 80,30% da energia contratada no exercício para esse ambiente.

A Região Nordeste, onde está sediada a Companhia, foi responsável pela compra de uma fatia de 30,89% do que a Chesf comercializou no ano de 2011. Parte dessa energia foi destinada ao atendimento de 24 grandes consumidores industriais da Região.



Usina de Xingó

A prospecção de novos negócios é parte da estratégia da Chesf de expandir seus sistemas de geração e transmissão. Durante o ano de 2011, a Companhia participou e obteve sucesso em diversos leilões de novos empreendimentos, promovidos pela Aneel, relacionados a seguir:

- Leilão 004/2011, Lote H, onde consta a construção da LT 500 kV Recife II-Suape II C2 em 500 kV, de 44 km, com as respectivas entradas de linha nas SE Recife II e SE Suape II.
- Leilão 001/2011, Lote B, onde consta a construção da LT 230 kV Morro do Chapéu-Irecê C1, com 65 km, com as respectivas entradas de linha na SE Irecê e a da nova SE Morro do Chapéu.
- Leilão 001/2011, Lote C, onde constam a construção da nova LT 230 kV Paraíso-Lagoa Nova C1, com 65 km, e o seccionamento da LT 230 kV Piripiri-Sobral II C1 para conexão da nova SE Ibiapina, com a construção de 11 km em circuito duplo, das novas SE Ibiapina e SE Lagoa Nova e das entradas de linha nas SE Paraíso, SE Piripiri e SE Sobral II.
- Leilão 004/2011, Lote G, onde consta a construção da LT 230 kV Teresina II-Teresina III C1-C2, de 26 km; da nova SE Teresina III; e de duas entradas de linha na SE Teresina II.
- Leilão 004/2011, Lote I, onde consta a construção da LT 230 kV Sapeaçu-Santo Antônio de Jesus C4, de 31 km; da LT 500 kV Camaçari IV-Sapeaçu C1, de 105 km; e das entradas de linha em 500 kV nas SE Camaçari IV e SE Sapeaçu e entradas de linha em 230 kV nas SE Santo Antônio de Jesus e SE Sapeaçu.
- Leilão 006/2011, Lote B, onde constam a construção de um trecho da LT 230 kV Itagibá-Brumado II, de 0,5 km, entre o ponto de seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Itagibá-Brumado II e a Subestação Poções II; o seccionamento da LT 230 kV Jardim-Fafen C1, com a construção de um trecho de 0,3 km para conexão da nova SE Nossa Senhora do Socorro; a construção da LT 230 kV Jardim-Nossa Senhora do Socorro C1-C2 de 1,3 km; o seccionamento da LT 230 kV Jardim-Penedo C1, com a construção de 5 km para conexão da nova SE Nossa Senhora do Socorro; a construção da LT 230 kV Messias-Maceió II C1-C2, com 20 km; adequação da entrada de linha na SE Brumado II para SE Poções II; adequação de entrada de linha na SE Itagibá para SE Poções II; adequação de duas entradas de linha na SE Jardim para SE Nossa Senhora do Socorro; adequação de entrada de linha na SE Penedo para a SE Nossa Senhora do Socorro; duas novas entradas de linha na SE Poções II e duas na SE Messias, novas SE Poções II, SE Maceió II e SE Nossa Senhora do Socorro.
- Leilão de Geração 007/2011, onde a Chesf, com 49%, em parceria com a Voltalia Energia do Brasil Ltda. (1%) e Voltalia S.A. (50%), vendeu a energia a ser gerada pelos parques eólicos Junco I (30,6 MW) e Junco II (30,6 MW), no município de Jijoca de Jericoacoara, Caiçara I (30,6 MW) e Caiçara II (19,8 MW), no município de Cruz, todos no Estado do Ceará, com potência total a instalar de 111,6 MW.



UHE Xingó



SE Olindina

DESEMPENHO OPERACIONAL

O sistema eletroenergético da Chesf integra o Sistema Interligado Nacional – SIN, e realiza intercâmbio de energia com os sistemas Norte, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Dada a localização de suas principais usinas na Bacia do São Francisco, a geração de energia é influenciada pelos regimes hidrológicos das regiões Nordeste e Sudeste. Devido a essa localização e às afluências ocorridas no período úmido 2010–2011, o principal reservatório da Região Nordeste, Sobradinho, atingiu, no final do mês de abril de 2011, o armazenamento de 85,5% e, em 31 de dezembro, alcançou 47,3% do seu volume útil.

A Companhia gerou 48.663 GWh em 2011, contra 44.162 GWh em 2010, representando uma elevação de 10,2%. Esse resultado foi devido às condições energéticas do SIN e ao intercâmbio de energia praticado com as outras regiões, em função da política de despacho centralizado utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Foram mantidos os investimentos na melhoria dos instrumentos de planejamento de intervenções e implementação de novas técnicas e processos de

manutenção em equipamentos, linhas de transmissão e dispositivos de proteção, controle e supervisão e na capacitação de recursos humanos.

Em 2011, foi dada continuidade à implantação de melhorias nos sistemas de transmissão e geração, com a substituição de equipamentos obsoletos e superados, digitalização de sistemas de proteção e instalação de novos dispositivos de supervisão e controle do sistema eletroenergético, especialmente para as redes de oscilografia, qualimetria e de relés de proteção.

Reforçando a rede de telecomunicação da Chesf, foram agregados novos suportes e serviços ao sistema de transmissão óptico digital, destacando-se a conclusão da instalação e testes dos novos Cabos OPGW para ativação dos enlaces Senhor do Bonfim-Irecê-Bom Jesus da Lapa - Barreiras, assim como a implantação dos anéis ópticos locais para atendimento a 13 subestações. Foram também concluídas a etapa de planejamento do sistema, prevista no Plano Diretor de Telecomunicações Horizonte 2018, e a construção de obras civis de infraestrutura em 25 subestações da Chesf para atendimento ao Plano Nacional de Banda Larga – PNBL, do Governo Federal.



Ilha do Urubú - PA

Indicadores de Desempenho

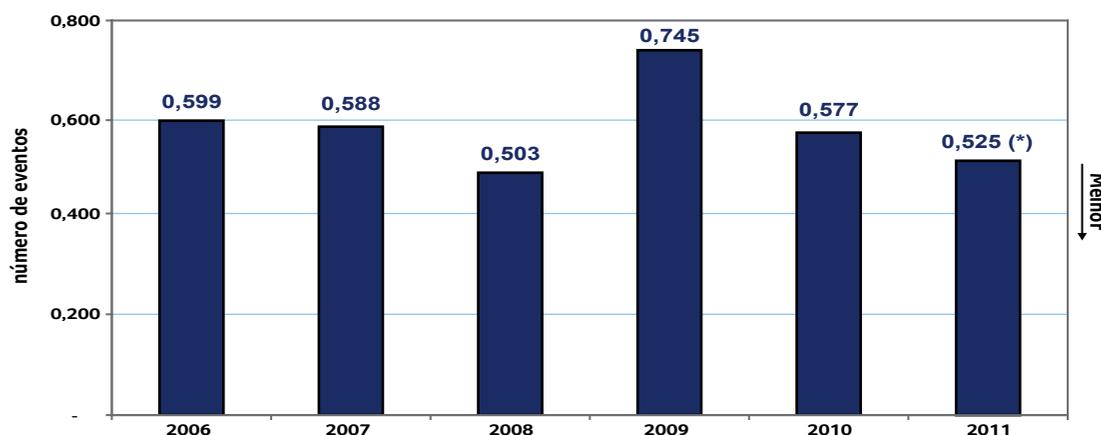
Os resultados em 2011 para os indicadores de Frequência Equivalente de Interrupção – Freq, Duração Equivalente de Interrupção – Dreq, e Energia Interrompida – Enes, apontam melhoria de desempenho no atendimento à carga, em relação aos últimos dois anos. A incidência de eventos com demanda interrompida abaixo de

50 MW, cerca de 90%, a otimização do planejamento das intervenções e o pronto atendimento nos desligamentos intempestivos contribuíram para esses resultados.

Os indicadores de Disponibilidade Operacional de Geração e de Linhas de Transmissão também apontam para o bom desempenho do serviço prestado, repetindo praticamente os melhores índices verificados nos últimos cinco anos.

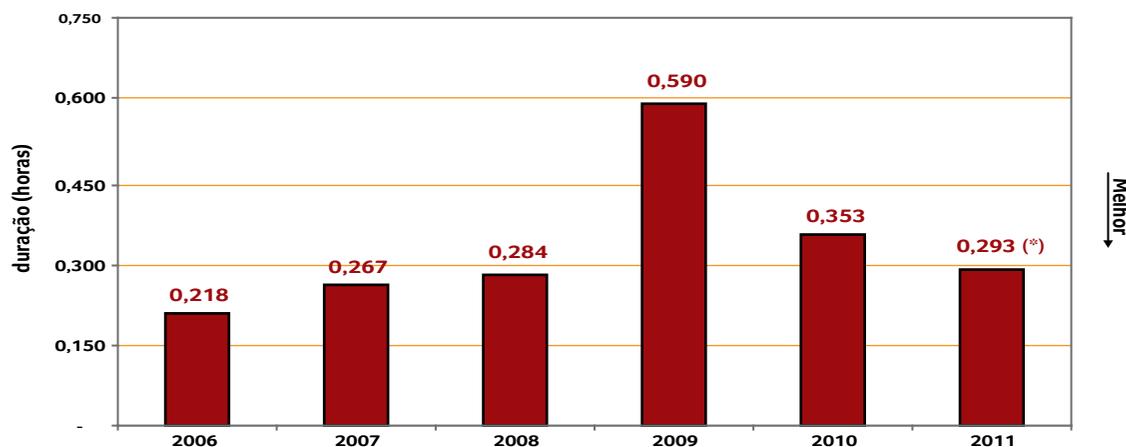
Frequência Equivalente de Interrupção - Freq

Indica o número equivalente de interrupções no fornecimento de energia elétrica.



Duração Equivalente de Interrupção - Dreq

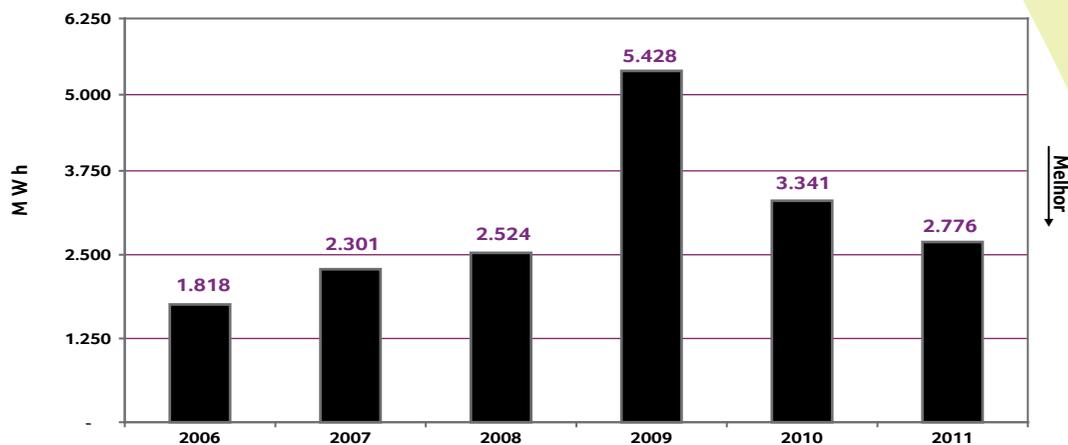
Indica a duração equivalente em horas das interrupções no fornecimento de energia elétrica.



(*) Não foi considerada, na apuração do indicador, a ocorrência do dia 04.02.2011, que afetou a Região Nordeste, por ter sido de natureza sistêmica.

Energia Interrompida - Enes

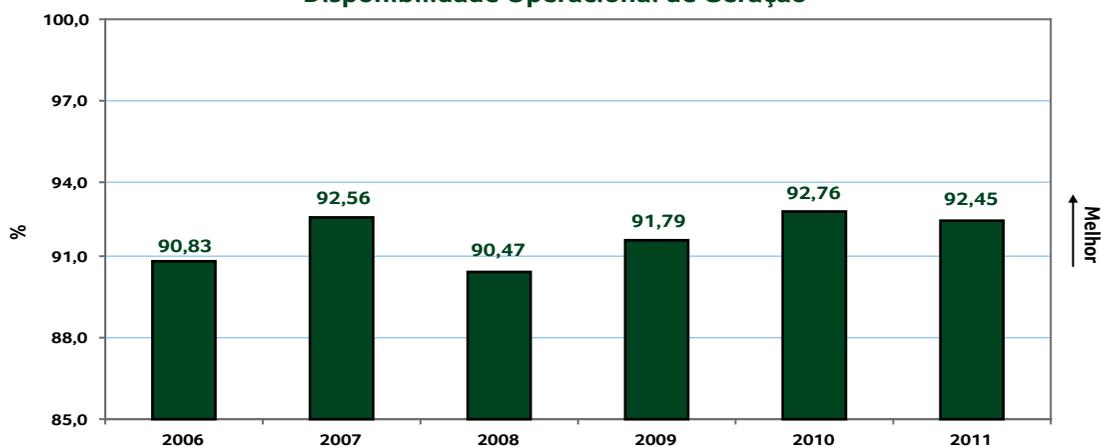
Indica o montante equivalente de energia elétrica, em GWh, nas interrupções do fornecimento.



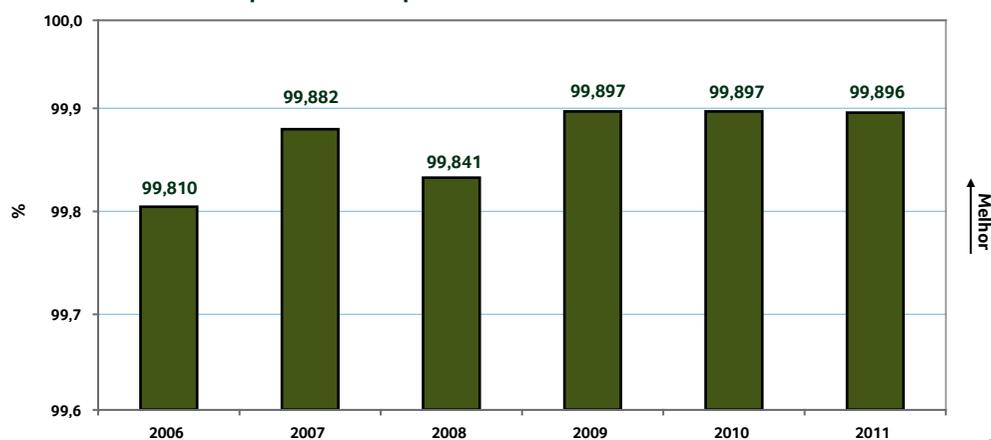
Disponibilidade Operacional - DO

Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.

Disponibilidade Operacional de Geração



Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão



A tall, lattice-structured metal electricity pylon stands prominently in the center of the frame. It is supported by several thick, vertical steel cables. Power lines extend from the top of the pylon across the field. The foreground and middle ground are filled with a dense field of green crops, likely corn. The sky is filled with large, white, fluffy clouds. The overall scene is a mix of industrial infrastructure and natural landscape.

LT Messias-Suape

No ano, os investimentos em ativos fixos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Chesf, de acordo com a realização orçamentária, totalizaram R\$ 1.158,1 milhões. Esse montante está assim distribuído: R\$ 338,5 milhões em geração de energia; R\$ 601,2 milhões em obras do sistema de transmissão; R\$ 119,1 milhões no reassentamento de Itaparica; e R\$ 99,3 milhões em infraestrutura. No período de 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, foi de 21,1%.

O gráfico a seguir apresenta os investimentos ao longo dos últimos cinco anos.

Investimentos em Ativos Fixos
CAGR 21,1%



Sistema de Geração

Em 2011, foram investidos R\$ 158,6 milhões nas usinas hidrelétricas para manutenção de níveis de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento à demanda, com destaque para as seguintes realizações:

- Instalação de tecnologia digital nos sistemas de medição, proteção, comando, controle, supervisão e regulação da Usina Paulo Afonso III.
- Modernização de dois geradores para classe de isolamento F na Usina Paulo Afonso II, estando em curso a modernização de outros dois geradores e de uma turbina dessa usina, além de outra unidade geradora (conjunto turbina e gerador) na Usina Paulo Afonso I.
- Início da implantação de tecnologia digital nos sistemas de medição, proteção, comando, controle, supervisão e regulação da Usina Boa Esperança.
- Em curso a revisão geral da unidade geradora 4 da Usina Apolônio Sales (Moxotó), com reposicionamento de peças submersas, substituição do concreto secundário, recentragem e renivelamento do conjunto girante.

Com relação a novas hidrelétricas, a Companhia já havia concluído, em parceria com empresas privadas, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica – EVTE, de cinco aproveitamentos hidrelétricos situados no Rio Parnaíba: Ribeiro Gonçalves (113 MW), Uruçuí (134 MW), Cachoeira (63 MW), Estreito (56 MW) e Castelhana (64 MW), bem como do aproveitamento de Riacho Seco (276 MW), no Submédio São Francisco. Os respectivos estudos ambientais (EIA/Rima) também já haviam sido entregues ao Ibama. Até dezembro de 2011, o Ibama havia emitido apenas as Licenças Prévias – LPs, para três desses seis empreendimentos: Cachoeira, Estreito e Castelhana, que puderam ser incluídos no Leilão Aneel nº 07/2011, ocorrido em dezembro de 2011, ofertados nesse leilão como um complexo hidrelétrico formado por essas três usinas. Todavia, o preço-teto de venda de energia que foi estipulado no edital para esse complexo hidrelétrico, proporcionou uma rentabilidade insuficiente para a exploração deste complexo. Em decorrência, nenhum interessado apresentou lance nesse leilão. Em julho de 2011, o Ibama indeferiu a LP para a hidrelétrica Uruçuí. Presentemente, aguarda-se a emissão pelo Ibama das LPs para as hidrelétricas Ribeiro Gonçalves e Riacho Seco, o que possibilitará a disputa de suas concessões pela Companhia em leilões a serem promovidos pela Aneel.

Na área de energia eólica, a Companhia investiu R\$ 175,9 milhões em 2011, de um total de R\$ 202,9 milhões, na implantação do Parque Eólico Casa Nova, de concessão exclusiva, de 180 MW, situado no município de Casa Nova, na Bahia e avançou nos contatos com empreendedores, e nos estudos e nas atividades de campo visando a viabilizar a implantação de novos parques eólicos na Região Nordeste.

Na área de geração solar, a Companhia submeteu, em dezembro de 2011, à Aneel uma planta fotovoltaica de 3 MWp interligada à rede elétrica em uma área localizada próxima à cidade de Petrolina-PE, no âmbito de Chamada de Projeto Estratégico nº 013/2011 dessa agência. Essa planta tem por objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, num projeto de P&D+I intitulado *Central Fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina*, elaborado em parceria pela Chesf, pelo Cepel, pela UFPE e UPE.

Sistema de Transmissão

A Chesf vem executando um grande programa de expansão de transmissão nos últimos dez anos. No ano de 2011, o sistema de transmissão da Chesf foi ampliado em 810 MVA da sua capacidade de transformação de energia elétrica, sendo praticamente o dobro do ano de 2010. Essa ampliação decorreu da conclusão das seguintes ações:

- Nova Subestação Ibicoara com quatro (03 + 01) autotransformadores 500/230 kV – 100 MVA cada, conexões associadas, interligação de barras 500 kV, dois transformadores trifásicos 230/138 kV – 55 MVA, conexões associadas, interligação de barras 230 kV, interligação de barras 138 kV e entrada de linha 230 kV para Brumado II — investimento e receita incluídos na LT Ibicoara-Brumado II C1.
- Adequação de infraestrutura de módulo geral pela implantação de um módulo de infraestrutura geral de 138kV, um módulo de infraestrutura de manobra 230kV e quatro módulos de infraestrutura de manobra de 138 kV; um módulo de interligação de barramentos 138 kV, arranjo barra principal e de transferência; um módulo de entrada de linha 138 kV, arranjo barra principal e transferência para a SE Pilões II, originada do seccionamento da LT 138 kV Pilões II-Santa Cruz II na SE Paraíso; um módulo de entrada de linha 138 kV, arranjo barra principal e transferência para Santa Cruz II, originada do seccionamento da LT 138 kV Pilões II-Santa Cruz II na SE Paraíso; primeiro autotransformador trifásico 230/138 kV – 100 MVA; um módulo de conexão 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves; um módulo de conexão 138 kV, arranjo barra principal e transferência na SE Paraíso.
- Segundo transformador trifásico 230/69 kV – 50 MVA; módulo de conexão 230 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves; módulo de conexão 69 kV, arranjo barra principal e transferência na SE Açú II.
- Instalação do terceiro transformador trifásico 230/69 kV – 150 MVA; módulo de conexão 230 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves; módulo de conexão 69 kV, arranjo barra principal e transferência na SE Joairam.
- Complemento de módulo geral em 230 kV, remanejamento de um transformador trifásico 230/69 kV – 100 MVA; módulo de conexão em 69 e 230 kV associadas, duas interligações de barramento em 230 kV, remanejamento de entradas de linha em 230 kV e instalação de equipamentos complementares para Tacaimbó C1, Tacaimbó C2, Natal II C3 e Pau Ferro C3; entrada de linha em 230 kV para o Natal II C4; e equipamentos para adequação da extremidade oposta dessas mesmas LTs aos procedimentos de rede na SE Campina Grande II.
- Instalação de reatores limitadores de impedância de no mínimo 0,31 ohms por fase, no terciário do transformador trifásico 138/69/13,8 kV – 39 MVA 03T1 na SE Currais Novos II.
- Seis entradas de linha em 230 kV, nas SEs Mossoró, Banabuiú, Santo Antônio de Jesus, Funil, Itapebi, Jardim e Penedo.
- Uma entrada de linha em 138 kV na SE Funil.
- Três entradas de linha em 69 kV nas SEs Milagres, Mossoró e Xingó.
- Substituição do sistema de proteção digital (retrofit) das seguintes linhas:
 - LT Banabuiú-Mossoró II 04C4 na SE Banabuiú.
 - LT Cotegipe-Camaçari II 04M5 na SE Camaçari II.
 - LT Catu-Cícero Dantas 04L3 nas SEs Catu e Cícero Dantas.
 - LT Cotegipe-CI Usiba 04L1, LT Cotegipe-CI Rio Doce Manganês 04L2, LT Cotegipe-Jacaracanga 04L3, LT Cotegipe-Matatu 04L4, LT Cotegipe-Camaçari II 04M5 e LT Cotegipe-Camaçari II 04M6 na SE Cotegipe.
 - LT Cotegipe-Jacaracanga 04L3 na SE Jacaracanga.
 - LT Rio Largo II-CI Braskem 04S2 na SE Rio Largo.
 - LT Messias-Rio Largo II 04S3, LT Messias-Rio Largo II 04S4 e LT Messias-Rio Largo II 04S5 na SE Messias.
 - LT Campina Grande II-Santa Cruz II 03L1 e LT Santa Cruz II-Currais Novos II 03M2 na SE Santa Cruz II.
 - LT Currais Novos II-Santana do Matos II 03C1 e LT Santana do Matos II-Açú II 03C2 na SE Santana do Matos II.
- Complemento da LT 230 kV Pituaçu-Narandiba C1-C2 com construção de 1,4 km de linha de transmissão, em 230 kV, circuito duplo a partir da SE Pituaçu; construção de 0,4 km de linha de transmissão, em

230 kV, circuito duplo a partir da SE Narendiba; e implantação de 5,7 km de cabo para-raios OPGW com 36 fibras e 204 isoladores poliméricos.

- Substituição das proteções das LTs de 69 kV de interligação entre as SEs Fortaleza e Delmiro Gouveia (02J3 e 02J4) por proteções mais adequadas a aplicações em linhas curtas.
- Implantação do enlace óptico a partir da LT 230 kV Senhor do Bonfim-Irecê, da LT 230 kV Irecê-Bom Jesus da Lapa e da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa-Barreiras.
- Substituição do TT 130,5 ohm/fase por outro de 20 ohm/fase (associado ao terceiro TR 230/69 kV – 39 MVA, já em operação) na SE Boa Esperança.
- Remanejamento da LT 230 kV Pau Ferro-Campina Grande II C1 na chegada da SE Campina Grande II

(04C3–Coteminas) e implantação de duas novas estruturas de 0,6 km.

- Recapitação para aumento da temperatura de projeto de 60°C para 90°C e da capacidade de transporte de 235 MW para 350 MW – 29 km da LT 230 kV Sapeçu-Santo Antônio de Jesus C2-C3.
- Complementação do seccionamento do primeiro circuito da LT 230 kV Juazeiro II-Senhor do Bonfim II na SE Jaguarari, com a implantação de 0,5 km de linha 230 kV com um condutor por fase do tipo Grosbeak e dois cabos para-raios por fase e estruturas necessárias; complementação do seccionamento da LT 230 kV Sapeçu-Funil C3 para alimentação da SE Santo Antônio de Jesus e implantação de três novas estruturas de 0,4 km.



SE Suape II



Usina Sobradinho

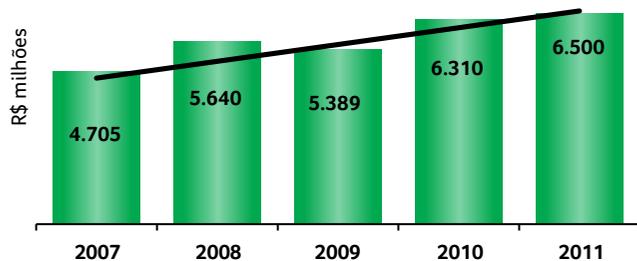
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro dos exercícios de 2010 e 2011, está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Chesf, em 2011, no montante de R\$ 6.500,4 milhões, apresentou um aumento de 3,0% em relação aos R\$ 6.309,9 milhões de 2010. Tal resultado foi decorrente das seguintes variações: receitas de fornecimento/suprimento de energia elétrica (+1,9%); receita de transmissão (+31,4%); receita de construção (+51,1%); redução de R\$ 306,7 milhões (-100,3%) na comercialização de energia no mercado de curto prazo. No período 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, foi de +8,4%.

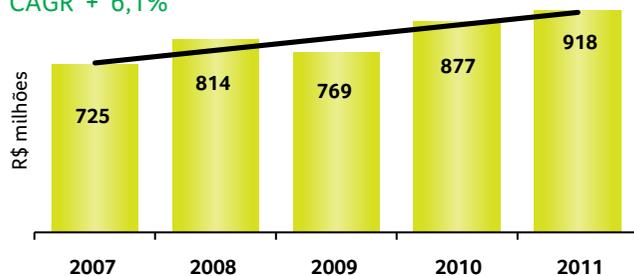
Receita Operacional Bruta
CAGR + 8,4%



Tributos e Encargos Regulatórios sobre Vendas

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 918,0 milhões no ano de 2011 (+4,7% em relação a 2010). Desse total, R\$ 554,5 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais (+7,0% em relação a 2010) e R\$ 363,5 milhões a encargos regulatórios (+1,3% em relação ao ano anterior). A Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, no período de 2007 a 2011 foi de +6,1%.

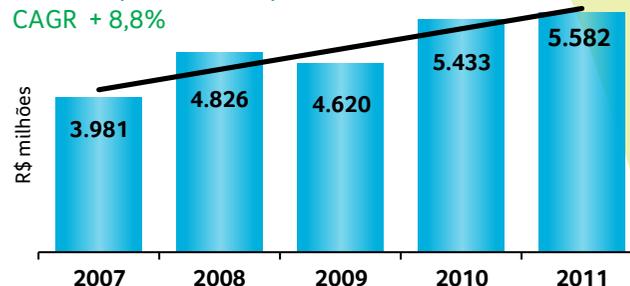
Tributos e Encargos Regulatórios
CAGR + 6,1%



Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida, que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, registrou aumento de 2,7% (+ R\$ 149,3 milhões) em relação ao ano de 2010, atingindo R\$ 5.582,4 milhões em 2011. De 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, foi de +8,8%.

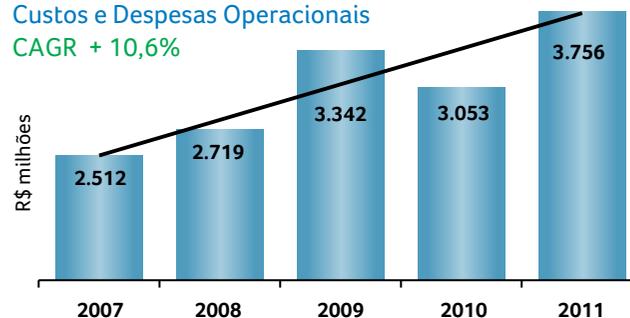
Receita Operacional Líquida
CAGR + 8,8%



Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais somaram R\$ 3.756,5 milhões em 2011, +23,0% em relação ao ano anterior. Esse aumento reflete, principalmente, as seguintes variações: +36,2% na rubrica pessoal; +51,1% nos custos de construção; +5,2% em encargos de uso da rede elétrica; +16,4% na compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; e +92,9% em provisões para contingências. A Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, foi de +10,6% no período 2007 a 2011.

Custos e Despesas Operacionais
CAGR + 10,6%



Resultado do Serviço de Energia Elétrica e Margem Operacional

Como efeito dos fatos anteriormente mencionados, o resultado operacional do serviço (Ebit), no valor de R\$ 1.825,9 milhões, apresentou uma redução de 23,3% em relação ao montante de R\$ 2.379,6 milhões obtido em 2010. Com esse resultado, a margem operacional do serviço (resultado do serviço/receita operacional líquida) passou de 43,8%, em 2010, para 32,7%, em 2011, um decréscimo de 11,1 pontos percentuais.

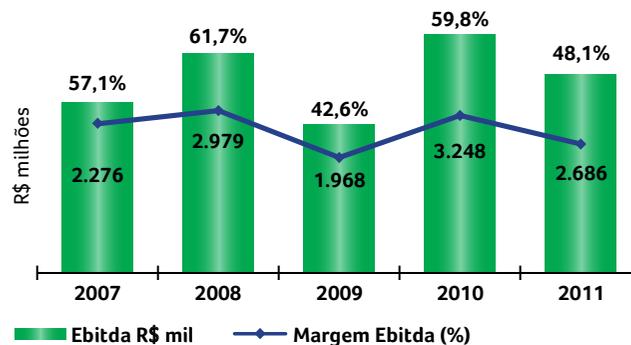
Resultado do Serviço de Energia Elétrica



Geração Operacional de Caixa (Ebitda)

A geração operacional de caixa expressa pelo Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) foi de R\$ 2.686,3 milhões, representando uma redução de 17,3% em relação aos R\$ 3.247,6 milhões registrados em 2010. A margem Ebitda (Ebitda/Receita operacional líquida) é de 48,1%, ante a de 59,8% obtida em 2010, representando uma redução de 11,7 pontos percentuais.

Ebitda



Demonstração do Ebitda - R\$ (milhões)	2011	2010
Lucro líquido	1.554,1	2.177,2
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	256,9	431,8
(+) Despesas financeiras	298,4	140,1
(+) Depreciação	418,1	416,1
(+) Provisões para contingências	158,8	82,4
(=) Ebitda	2.686,3	3.247,6

Resultado Financeiro

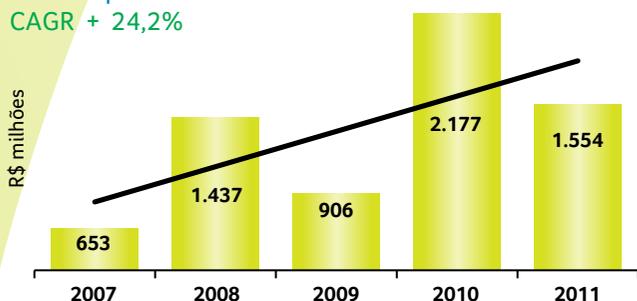
O resultado financeiro no exercício apresentou uma despesa líquida de R\$ 33,5 milhões, enquanto que em 2010 apresentou uma receita de R\$ 229,8 milhões. Esse resultado decorreu principalmente do aumento nos juros sobre remuneração aos acionistas e da redução da renda de refinanciamentos a clientes. Deve-se ressaltar que em 2010 foi contabilizada receita da ação da Cofins, no valor de R\$ 165,1 mil, sem comparativo em 2011. Sua composição está demonstrada a seguir:

Receitas (despesas) financeiras - R\$ (milhões)	2011	2010
Renda de aplicações financeiras	144,9	80,5
Renda de refinanciamentos concedidos a clientes	87,0	154,3
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(69,8)	(74,2)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(12,3)	(0,5)
Juros sobre dividendos	(179,1)	(16,2)
Receita da ação Cofins	-	165,1
Outras receitas (despesas) financeiras	(4,1)	(79,2)
(=) Resultado financeiro líquido	(33,5)	229,8

Lucro Líquido do Exercício

O lucro líquido consolidado apurado pela Chesf em 2011 foi de R\$ 1.554,1 milhões, registrando uma redução de 28,6% quando comparado aos R\$ 2.177,2 milhões de 2010. De 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta – CAGR, foi de +24,2%.

Lucro Líquido do Exercício
CAGR + 24,2%



Financiamentos, Empréstimos e Debêntures

O endividamento bruto consolidado, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, além de debêntures emitidos por controlada em conjunto, encerrou o exercício com R\$ 2.800,0 milhões, 47,3% maior que os R\$ 1.901,5 milhões ao final de 2010.

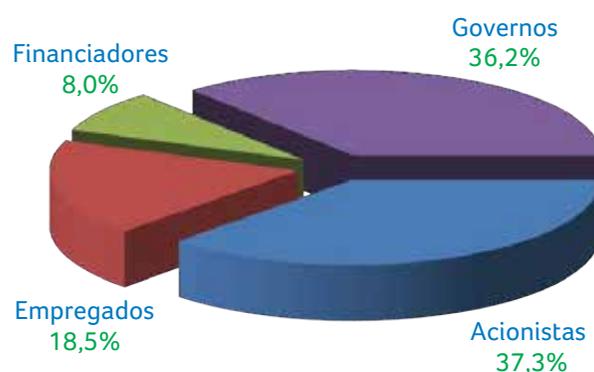
A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do ano o saldo de R\$ 2.236,0 milhões, conforme demonstrativo a seguir:

Dívida consolidada - R\$ (milhões)	2011	2010	Δ%
Curto prazo	884,3	278,8	217,2
Longo prazo	1.915,7	1.622,7	18,1
Dívida bruta total	2.800,0	1.901,5	47,3
(-) Caixa e equivalentes de caixa	564,0	498,0	13,3
Dívida líquida	2.236,0	1.403,5	59,3

Valor Adicionado

O valor econômico gerado pela Companhia em 2011, conforme o balanço consolidado, foi de R\$ 4.173,2 milhões, montante 8,6% inferior aos R\$ 4.453,7 milhões de 2010. Esse valor foi devolvido à sociedade em forma de: salários, encargos e benefícios aos empregados (18,5%); impostos, taxas e contribuições aos governos Federal, estaduais e municipais (36,2%); juros aos financiadores (8,0%); e lucros aos acionistas (37,3%).

Distribuição do Valor Adicionado





SE Suape III

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Em 31 de dezembro de 2011, a Chesf possuía participações minoritárias nas seguintes empresas:

Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN

49% no capital social da SPE Sistema de Transmissão Nordeste S.A. – STN, constituída em 27 de outubro de 2003, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da Linha de Transmissão, de 500 kV, Teresina II(PI)-Sobral III(CE)-Fortaleza II(CE), em operação desde janeiro de 2006, com prazo de concessão de 30 anos.

Integração Transmissora de Energia S.A.

12% no capital social da SPE Integração Transmissora de Energia S.A., constituída em 20 de dezembro de 2005, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da Linha de Transmissão, de 500 kV, Colinas-Serra da Mesa II, terceiro circuito, em operação desde maio de 2008, com prazo de concessão de 30 anos.

Energética Águas da Pedra S.A.

24,5% no capital social da SPE Energética Águas da Pedra S.A., constituída em 3 de abril de 2007, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Aripuanã, situada em Mato Grosso, com potência de 261 MW e prazo de concessão de 35 anos. A entrada em operação das unidades geradoras foi concluída em setembro de 2011.

ESBR Participações S.A.

20% no capital social da SPE ESBR Participações S.A., constituída em 12 de fevereiro de 2009, que passou a deter, a partir de maio de 2009, a totalidade das ações da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau, no Rio Madeira, em Porto Velho/Rondônia, com 3.750 MW e prazo de concessão de 35 anos, tendo a parcela de energia dessa ampliação sido vendida no Leilão Aneel nº 02/2011. Há estudos para nova ampliação dessa UHE, que passaria para 4.050 MW, na dependência da garantia física (MW médios) adicional a ser reconhecida pela EPE e Aneel. O início de operação da sua primeira unidade está previsto para janeiro de 2013, como estabelecido no Contrato de Concessão.

Norte Energia S.A.

15% no capital social da SPE Norte Energia S.A., constituída em 21 de julho de 2010, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Belo Monte, de 11.233 MW, no Rio Xingu, no Estado do Pará, e prazo de concessão de 35 anos.

Essa hidrelétrica é composta de duas casas de força: a principal, denominada Belo Monte, com 18 unidades geradoras de potência unitária de 611,1 MW, com turbinas Francis; e a segunda, denominada Pimental, com seis unidades geradoras de potência unitária de 38,85 MW, com turbinas Bulbo. A entrada em operação da primeira unidade geradora de Pimental e Belo Monte está prevista para fevereiro de 2015 e março de 2016, respectivamente.

Pedra Branca S.A.

49% no capital social da SPE Pedra Branca S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Pedra Branca, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

São Pedro do Lago S.A.

49% no capital social da SPE São Pedro do Lago S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico São Pedro do Lago, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

Sete Gameleiras S.A.

49% no capital social da SPE Sete Gameleiras S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Sete Gameleiras, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

19,5% no capital social da SPE Manaus Transmissora de Energia S.A., constituída em 22 de abril de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da Linha de Transmissão, de 500 kV,

Oriximiná-Silves-Lechuga, da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara), de 500/138 kV (150 MVA) e da Subestação Lechuga (antes denominada Cariri), de 500/230 kV (1.800 MVA), com início das operações previsto para maio de 2012 e prazo de concessão de 30 anos.

Manaus Construtora Ltda.

19,5% no capital da SPE Manaus Construtora Ltda., constituída em 30 de janeiro de 2009, que tem como objeto social a construção, a montagem e o fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a Linha de Transmissão, de 500 kV, Oriximiná-Silves-Lechuga, CD, a Subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV, e a Subestação Lechuga (antes denominada Cariri), de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

24,5% no capital da SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., constituída em 18 de dezembro de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da Linha de Transmissão, de 600 kV, Coletora Porto Velho (RO)-Araraquara II (SP), em corrente contínua, da estação retificadora de corrente alternada para corrente contínua 500/600 kV, localizada na Subestação Coletora Porto Velho, com capacidade de 3.150 MW, e da estação inversora de corrente contínua para corrente alternada 600/500 kV, localizada na Subestação Araraquara II, com capacidade de 2.950 MW, com início das operações previsto para abril de 2013 e prazo de concessão de 30 anos.

Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG

49% no capital da SPE Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG, constituída em 12 de janeiro de 2010, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da Linha de Transmissão São Luís II–São Luís III, em 230 kV, localizada no Estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500 kV, e Aquiraz II, em 230 kV, localizadas no Estado do Ceará. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos.

Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN

49% no capital da SPE Extremoz Transmissora do

Nordeste – ETN S.A., constituída em 07 de julho de 2011, que tem por objeto social a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da LT Ceará Mirim-João Câmara II, circuito simples, de 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim-Campina Grande III, circuito simples, de 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim-Extremoz II, circuito simples, de 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III-Campina Grande II, circuito simples, de 230 kV, com 8,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, de 500/230 kV, e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos para as instalações de transmissão que comporão a Rede Básica e de 18 anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG. Início das operações previsto para agosto de 2013.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

49% no capital da SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A., constituída em 22 de setembro de 2011, que tem por objetivo a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luiz Gonzaga-Garanhuns, de 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns-Campina Grande III, de 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns-Pau Ferro, de 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns-Angelim I, de 230 kV, com 13 km; SE Garanhuns, de 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, e o início das operações está previsto para junho de 2014.

Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II

49% na SPE a ser constituída proveniente do Leilão da Aneel nº 007/2011, realizado em 20 de dezembro de 2011, em consórcio com a empresa francesa Voltalia, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas eólicas Junco I e II, de 30 MW, e Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, no Estado do Ceará, e totalizarão 111 MW de potência instalada, com um investimento da ordem de R\$ 180,0 milhões. O início das operações previsto para até janeiro de 2016.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de 01 de 2003, a Administração informa que sua auditoria, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, durante o exercício de 2011, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados num contrato único para todas as empresas do Sistema

Eletrobras para um período de cinco anos, com início dos trabalhos no exercício de 2009.

Em atendimento à Lei Societária, as demonstrações financeiras da Chesf são auditadas por auditor independente, contratado por meio de licitação e aprovado pelo Conselho de Administração, com restrição de prestação de outros serviços e com a adoção de rodízio a cada período de cinco anos.



Usina Paulo Afonso

PROGRAMA DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO



Os programas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Chesf têm por objetivo a sua capacitação tecnológica e a promoção da inovação, visando à geração de novos processos ou produtos ou ao evidente aprimoramento de suas características, mediante a execução de projetos de pesquisa contratados junto a instituições de pesquisa e desenvolvimento.

A Companhia possui duas carteiras de projetos. A primeira, que atende às demandas das leis nº 9.991/2000 e nº 10.848/2004, carteira Aneel, tem o foco nas necessidades de interesse mais específico do sistema de produção e transmissão de energia elétrica, com o envolvimento de uma grande gama de reconhecidas entidades de ensino e pesquisa no papel de executoras dos projetos. A segunda carteira de projetos concentra-se em questões de interesse comum às empresas do Sistema Eletrobras e tem como executor o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

No exercício de 2011, a Chesf procurou focar na contratação de 52 projetos de pesquisa — 19 do ciclo 2006/2007 e 33 do Programa 2009 —, na prospecção externa de propostas de projeto para atendimento a 24 demandas tecnológicas da Companhia, no Programa de P&D+I 2011.1 e em ações voltadas para o aprimoramento

da gestão da inovação. A Companhia ainda submeteu à Aneel plano de investimento contemplando projetos de grande dimensão e participou de edital de projeto estratégico.

O plano de investimento contemplou projetos nas áreas de geração solar termelétrica, nanotecnologia e gestão de equipamentos e instalações, resultando em um montante a ser investido de R\$ 89 milhões. Na mesma linha de buscar a realização de projetos de grande porte, a Chesf participou de edital da Aneel para executar projeto estratégico que visa à inserção da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira, projeto este que deverá representar um investimento da ordem de R\$ 45 milhões.

O montante de recursos investidos, em 2011, nas carteiras supracitadas foi de aproximadamente R\$ 25 milhões. A Chesf também contribuiu para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e para o custeio da Empresa de Pesquisa Energética–EPE, perfazendo um total de cerca de R\$ 32 milhões. Portanto, no total, a Chesf investiu em P&D+I, direta e indiretamente, o expressivo montante de cerca de R\$ 57 milhões.



Angiquinho

A Companhia encerrou o exercício de 2011 com um quadro de pessoal de 5.659 empregados, sendo 1.175 mulheres e 4.484 homens, registrando o índice de *turnover* em 7,16%, resultado, principalmente, do desligamento da maioria dos empregados que aderiram ao *Plano de Desligamento Voluntário Programado 2009–2011* e da admissão de novos empregados. No ano anterior, esse índice foi de 2,47%.

Consolidou-se o Plano de Carreira e Remuneração – PCR, unificado para as empresas do Sistema Eletrobras, atingindo adesão de 99,12% dos empregados da Chesf. Foi concluído o Módulo de Planejamento do Sistema de Gestão de Desempenho – SGD, compreendendo a definição de metas e competências. Também foram realizadas oficinas de preparação de gestores e audiências corporativas informativas para todos os empregados.

Divulgado o resultado da *Primeira Pesquisa Unificada de Clima Organizacional das Empresas do Sistema Eletrobras*, realizada em 2010, verificou-se que a Chesf atingiu o Índice de Favorabilidade de 70,9%. No final de 2011, foi realizada a segunda Pesquisa de Clima, cujos resultados têm divulgação prevista para o início de 2012.

Participação nos Lucros e Resultados e Benefícios

Em 2011, R\$ 102,5 milhões foram destinados para pagamento aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados – PLR, a partir do cumprimento de metas preestabelecidas pela Eletrobras e pela Chesf.

Visando a melhorar a qualidade de vida e o bem-estar de seus empregados, a Chesf oferece os seguintes benefícios, conforme condições estabelecidas em seus normativos: assistência materno-infantil; assistência educacional; reembolso com despesas de uniforme e material escolar; auxílio-educacional para ensino superior para empregados; atendimento médico e de enfermagem nos ambulatórios da Companhia durante o horário de expediente; plano de assistência patronal, abrangendo assistência médico-hospitalar, odontológica e demais serviços de saúde; reembolso de medicamentos; auxílio-óculos e lentes; assistência à pessoa com necessidades especiais; complementação de auxílio-doença; auxílio-

-funeral; pecúlio por morte ou invalidez decorrente de acidente de trabalho; vale-refeição/alimentação; vale-transporte; seguro de vida em grupo; previdência privada, por intermédio da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social – Fachesf.

Capacitação e Desenvolvimento

Contextualizada com as tendências educacionais e baseada na gestão de pessoas para a sustentabilidade do seu negócio, a Educação Corporativa, a Companhia, em 2011, deu continuidade à reestruturação dos processos educacionais por meio da Universidade Corporativa do Sistema Eletrobras – Unise, observando as estratégias empresariais.

O *Plano de Educação Corporativa – PEC*, é o plano formal da Chesf que visa a oferecer oportunidades educacionais programadas que contribuam para o desenvolvimento das competências profissionais alinhadas às diretrizes empresariais. As ações educacionais passaram a ser modeladas com foco no desenvolvimento das competências dos seus profissionais, observando-se a configuração dos macroprocessos definidos no *Plano de Carreira e Remuneração – PCR*.

Com isso, criou-se a oportunidade de efetiva interligação entre o *Plano de Educação Corporativa*, o Sistema de Gestão do Desempenho e o *Plano de Carreira e Remuneração*. Desta forma, também se possibilitou melhor visualização das ações educacionais, integradas com os demais processos empresariais e de gestão de pessoas.

O investimento no desenvolvimento profissional dos empregados é permanente. Em 2011, o número médio de horas de treinamento por empregado foi de 85,6, correspondendo a 4,46% das horas de trabalho.

O investimento total realizado em ações educacionais passou de R\$ 7.695 mil, em 2010, para R\$ 9.075 mil, em 2011, correspondendo ao aumento de 17,93%; enquanto o investimento médio por empregado passou de R\$ 1.399,00 para R\$ 1.629,70, representando elevação de 16,49%.

Saúde e Segurança do Trabalho

Durante o ano de 2011, muitas ações vinculadas à segurança e à saúde no trabalho tiveram continuidade e foram implementadas na Chesf. Dentre as diversas ações iniciadas na área da saúde e qualidade de vida, destaca-se a implantação dos Centros de Promoção da Saúde – CPS, em Salvador e em Sobradinho, oferecendo de forma inovadora e integrada a outras ações de prevenção, como o Monitoramento Biopsicossocial – MBPS e o Exame Médico Periódico, atividades de musculação, ginástica, ginástica laboral, fisioterapia, nutrição, massagem e práticas esportivas.

Em 2011, a Chesf participou de diversas etapas e modalidades nos *Jogos Sesi*, incluindo a etapa mundial, tendo apresentado um excelente desempenho no xadrez, em Israel, e na natação, na Áustria. No Recife, os empregados participaram em mais de cinco circuitos de corridas da cidade.

Foi lançado, no final do ano, o *Programa Disque Viver Bem*, que, por meio de uma equipe formada por psicólogos, psiquiatras, assistentes sociais e advogados de uma empresa contratada, presta atendimentos por telefone

aos empregados e seus familiares, visando auxiliar na resolução de problemas pessoais e ou profissionais, na redução dos riscos de saúde, na melhoria da qualidade de vida e no desempenho no trabalho, potencializando o bem-estar pessoal e empresarial.

O *Programa de Tratamento do Tabagismo* na Sede obteve sucesso e foi expandido para as localidades de Fortaleza, Salvador, Aracaju, Paulo Afonso e Sobradinho.

Foi criado também o Grupo de Trabalho para elaboração da *Política de Prevenção ao Uso de Álcool e Outras Drogas*, visando a proposição de políticas sobre esse tema na Companhia.

Ao longo de todo o ano de 2011, foram reforçadas as ações definidas pelo *Projeto Gestão do Absenteísmo-doença*, propiciando, pela primeira vez, resultados abaixo do limite tolerável estabelecido de 1,50 no indicador do absenteísmo-doença da Chesf, finalizando com o valor de 1,44. Também em relação à realização do Exame Médico Periódico, a Chesf alcançou o inédito percentual de 99,08% de realização, ultrapassando a meta de 98% de empregados com Atestado de Saúde Ocupacional válido ao longo do ano.



Usina Luiz Gonzaga

As premiações recebidas pela área de saúde da Chesf com trabalhos desenvolvidos na gestão da saúde ocupacional demonstraram que a Companhia está sintonizada com a vanguarda do conhecimento nessa área.

Na área de segurança do trabalho, foi realizada, mais uma vez, de forma corporativa, a *Campanha Fique Alerta para a Segurança Dez*. Como destaque do evento de lançamento do Ciclo 2011/2012 da Campanha, foram apresentados os resultados da Pesquisa de Percepção de Cultura de Segurança e Saúde no Trabalho, respondida por empregados da Chesf.

Foi implantado em dezembro, em caráter experimental, o Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho, com base na norma Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001: 2007, na Usina Hidrelétrica de Xingó. Para isso, contou-se com o engajamento dos profissionais da Diretoria-Administrativa e da Diretoria de Operação, lotados em Xingó e Paulo Afonso, e das áreas normativas de manutenção, operação, segurança do trabalho, saúde e serviços gerais. Para o exercício de 2012, está prevista a certificação desse sistema na Usina.

Em 2011, houve uma expressiva redução das taxas de frequência (TFAT) e de gravidade (TGAT) acumuladas de acidentes típicos com afastamento. Em alguns meses do ano de 2011, o número de acidentes típicos com afastamento, em toda a Companhia, foi igual a zero. Os valores das taxas de TFAT= 2,28 e de TGAT= 59 são os menores registrados nos últimos dez anos, como resultado do comprometimento de toda a Companhia com a prevenção.

Respeito à Diversidade e Equidade de Gênero

A Companhia atua, cotidianamente, para a criação e manutenção de um ambiente livre de discriminação de pessoas por cor/raça, etnia, sexo, idade, origem regional; condição econômica, social, física ou mental; orientação política, religiosa ou sexual; ou por qualquer outra condição. Desde 2005 são implementadas ações para a promoção do respeito à diversidade e para a equidade de gênero e raça/cor, com impacto tanto nas áreas

de gestão de pessoas quanto em aspectos da cultura organizacional. A Chesf compreende que o olhar para essa questão precisa perpassar toda a Companhia, de modo que a valorização da diversidade seja considerada em todos os processos organizacionais que impactam pessoas. No Planejamento Empresarial, foram incluídas medidas para acompanhar a evolução dessas questões. No exercício, a Companhia incorporou requisitos de gênero ao processo de alocação de empregados aprovados em concurso público. A perspectiva de gênero e raça/cor foi incluída nas políticas de patrocínio e nas diretrizes e política para aprovação de projetos sociais direcionados à comunidade. Visando à maior sensibilização e ao envolvimento dos empregados na busca pela equidade, a Chesf continuou a realizar palestras e oficinas e produziu e disseminou vídeos sobre temas de gênero e raça.

A Companhia garante aos empregados total liberdade religiosa e respeito pela sua orientação política e sexual. Desde 2006, aqueles que vivem com companheiro ou companheira do mesmo sexo têm o direito de incluí-lo como dependente no plano de saúde da Companhia. Os demais benefícios também estão disponíveis para empregados com orientação homoafetiva, sem discriminação.

Durante o ano de 2011, houve a contratação de 104 pessoas com deficiência para o quadro próprio da Chesf e a ampliação das ações de acessibilidade na Sede e nas Regionais. Tem avançado a adaptação do espaço físico em vários prédios da Companhia por meio de remoção de barreiras físicas e ambientais. A Companhia instituiu o Comitê de Acessibilidade e Inclusão e implementou o *Projeto Acessibilidade: Estratégia para Inclusão – Proacessi*, ambos direcionados à inclusão das pessoas com deficiência, e investiu fortemente na sensibilização e no desenvolvimento dos empregados para a convivência respeitosa com as diferenças e singularidades. Com esse objetivo, utilizou diversos meios, como: cartilhas, oficinas, peças teatrais e artigos veiculados nos informativos da Companhia. Publicações da Companhia, como o *Resultado da Pesquisa de Clima Organizacional*, a *Cartilha do Sistema de Gestão do Desempenho – SGD* e o *Calendário 2011*, já foram impressos no sistema braile. As ações realizadas objetivaram assegurar o exercício profissional, o acesso à informação, a comunicação e a mobilidade das pessoas com deficiência, com independência e autonomia. A Companhia promove, periodicamente, a atualização

FORNECEDORES

de seus fornecedores sobre os procedimentos utilizados para a contratação e na gestão dos contratos. Atua, também, no sentido de fortalecer a parceria e melhorar a qualidade dos serviços e produtos. Para tal, foram realizados, no ano de 2011, os quatro *Encontros da Chesf com os seus Fornecedores*: Recife, Paulo Afonso, Teresina e Salvador. Os requisitos de sustentabilidade, responsabilidade socioambiental, ética e questões de diversidade, gênero e raça são enfatizados em palestras específicas na programação dos eventos.

Nos processos de seleção e contratação dos seus fornecedores, as áreas de suprimento da Chesf vêm incluindo critérios sociais e ambientais específicos, que buscam atender aos preceitos da sustentabilidade e à conformidade legal, exigindo que os fornecedores adotem padrões éticos e de responsabilidade socioambiental compatíveis com aqueles que pratica, por intermédio de diretrizes que estabeleçam princípios

e normas de conduta empresarial esperados em suas relações e compartilhando compromissos assumidos. Para isso, a contratação de fornecimento de bens e serviços exige, dentre outros requisitos, em especial, o cumprimento da não utilização de trabalho infantil e a não submissão dos profissionais contratados a trabalhos em condições degradantes.

O Sistema de Suprimento incorporou no seu Planejamento Empresarial ações correspondentes à adoção de boas práticas de Sustentabilidade na Cadeia de Suprimento, com o objetivo, inclusive, de promover as avaliações relativas ao Sistema de Gestão de Desempenho. Para o primeiro ciclo, tratou da Sustentabilidade nas contratações de bens e serviços, e, como produto, foi gerado o *Relatório Técnico sobre Boas Práticas Correntes de Sustentabilidade* nas contratações para os Sistemas de Transmissão e Geração da Chesf.

O investimento da Chesf na área social é uma constante



RELACIONAMENTO COM AS COMUNIDADES

desde a sua criação e está presente na sua Missão. A maioria dos programas e projetos que são apoiados pela Companhia localiza-se no entorno de seus empreendimentos e beneficia milhares de pessoas de comunidades carentes.

A Chesf entende como investimento social o repasse voluntário de recursos de forma planejada, sistemática e monitorada para projetos sociais de interesse público, ou seja, é a contribuição direcionada para o atendimento de necessidades e prioridades da comunidade, com foco na transformação da realidade social.

Os projetos para as comunidades, dentro do *Programa de Responsabilidade Social*, são classificados como: Autofinanciáveis, cuja independência financeira poderá ser alcançada após um período razoável de assistência técnica, financeira e ou material, de modo a garantir a sua continuidade; Estruturadores, que visam ao empreendedorismo, à empregabilidade, à educação complementar e cidadania, à habilitação de grupos vulneráveis e promoção e proteção dos direitos humanos e à transformação da cultura da comunidade quanto à eliminação da violência e de preconceitos; Assistenciais, destinados à proteção e ao amparo de crianças, adolescentes e idosos carentes, da família e da mulher; e de Infraestrutura, destinados à melhoria ou construção de instalações físicas de equipamentos sociais ou à aquisição de equipamentos voltados ao bem-estar e melhoria da qualidade de vida da comunidade envolvida. Os projetos buscam produzir, como principal retorno, a integração da Companhia e dos seus empregados às comunidades próximas às suas instalações, a melhoria da qualidade de vida das comunidades localizadas no entorno de seus empreendimentos, a inclusão à cidadania e a participação da Chesf no desenvolvimento econômico e social do Nordeste.

No ano de 2011, a Chesf deu continuidade a três grandes projetos considerados autofinanciáveis, voltados para o atendimento às populações carentes das microrregiões onde tem implantada sua geração hidrelétrica, nos rios São Francisco e Parnaíba, conforme detalhado a seguir.

Programa Lagos do São Francisco

Realizado em parceria com o Instituto de Desenvolvimento Científico e Tecnológico de Xingó, com ações desenvolvidas em 34 municípios dos estados de Alagoas, da Bahia, de Pernambuco e de Sergipe, abrangendo 78 projetos, tem por objetivos o apoio ao desenvolvimento das ações de exploração sustentável do camarão de água doce, pitu; o fomento à pesca e à piscicultura; o aproveitamento de águas fluviais e subterrâneas, do biodiversidade da caatinga e da cultura popular do baixo São Francisco; a implantação

de unidades familiares de produção agrossilvopastoril; a exploração do turismo como estratégia de trabalho e renda; o fomento à autonomia da produção apícola, à caprinovinocultura; a formação de qualificação profissional básica; o fomento e a incubação de empreendimentos econômicos solidários e base de serviço e assistência a grupos produtivos. Em 2011, foram investidos R\$ 1.605,7 mil.

Programa Sobradinho

Desenvolvido em parceria com a Embrapa Semiárido, tem como objetivo promover o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais situadas no entorno da Barragem de Sobradinho, no Rio São Francisco, no Estado da Bahia. O projeto proporciona a implantação e a condução de Campos de Aprendizagem Tecnológica – CAT, com alternativas tecnológicas para os principais sistemas de produção das atividades geradoras de renda existentes nas comunidades. A proposta, realizada de forma participativa, prevê sistemas de produção agroecológicos e promove eventos de difusão e de transferência de tecnologias para técnicos, produtores familiares e pescadores quanto aos conceitos de educação ambiental, técnicas de produção e manejo vegetal e animal e alternativas para convivência no seu ambiente, promovendo a capacitação de agricultores familiares e pescadores, por meio de treinamentos sobre as atividades desenvolvidas nos CAT e a capacitação de técnicos, agentes de desenvolvimento rural e líderes comunitários. Dentre as ações realizadas em 2011, podemos destacar o evento *Semiárido Show* realizado em Petrolina – PE, promovido pela Embrapa Semiárido, pelo Instituto Regional da Pequena Agropecuária Apropriada – Irpaa, e pelo Ministério da Agricultura do Governo Federal e que atraiu mais de 25 mil agricultores e familiares, em que foram oferecidos debates, cursos e palestras que favorecem oportunidades de aprendizado de novas tecnologias agrícolas para a produção de alimentos, vivência das práticas de cultivo de produtos oriundos da agricultura familiar, com baixo custo e alta produtividade, e troca de experiências com diversos pesquisadores da Embrapa. Aconteceu também a primeira Expo 7 Show, em Sento Sé/BA, em que foram oferecidos estandes, apresentações culturais, cursos ministrados por pesquisadores da Embrapa Semiárido e da Empresa Baiana de Desenvolvimento Agrícola – EBDA, sobre temas agrícolas e um dia no campo com instruções sobre o manejo da cultura do melão, cursos sobre aproveitamento agroindustrial do umbuzeiro e palestra sobre uso dos equipamentos de proteção individual no campo. Em 2011, foram investidos R\$ 1.800,0 mil.

Programa Boa Esperança



TE Camaçari

Desenvolvido em parceria com a Embrapa Meio-Norte, tem como objetivo promover o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais situadas no entorno da Barragem de Boa Esperança, no Rio Parnaíba, nos estados do Maranhão e Piauí. O projeto está implantando planos de ações com alternativas tecnológicas para os principais sistemas de produção das principais atividades geradoras de renda existentes nas comunidades, propondo, de forma participativa, sistemas de produção agroecológicos. A exemplo do projeto anterior, vem promovendo eventos de difusão e transferência de tecnologias para técnicos locais, agricultores familiares e pescadores, por meio de treinamentos sobre as atividades desenvolvidas nos CAT. Dentre as ações realizadas em 2011, podemos destacar o evento *Dia de Campo*, realizado em novembro no Assentamento Lagoa do Tabuleiro/Sucuruju, em São João dos Patos-MA, onde foram realizadas palestras com o objetivo de divulgar alternativas tecnológicas para beneficiamento e utilização de mandioca e criação de galinhas caipiras na região da Barragem de Boa Esperança, visando a incentivar a geração de emprego e renda. Em dezembro, foi realizado outro dia de campo sobre *Produção de Suínos na Agricultura Familiar*, na Comunidade de Brejão, em Antônio Almeida/PI, onde foram realizadas palestras sobre alternativas tecnológicas ecologicamente corretas para a criação de suínos na agricultura familiar, com uso de pocilga rústica, terminação em cama sobreposta e biodigestor. Além de melhorar o desempenho da suinocultura na agricultura familiar. Em 2011, foram investidos R\$ 362,4 mil.

Além desses projetos, a Chesf também desenvolveu 24 ações específicas em parceria com entidades que desenvolvem atividades em comunidades carentes, com investimentos da ordem de R\$ 3,0 milhões. Dentre os projetos, podemos classificar como Estruturadores: Cooperativa Educacional de Sobradinho/BA; Escola Dom Bosco de Artes e Ofícios – Recife/PE; Associação Cultural Desportiva – ACD/PE; Arraial Intercultural - Arricirco – Recife/PE; Em Cena Arte e Cidadania/PE; Instituto Dom Helder Camara/PE; Instituto Carls Rogers/PE; Irmandade de Santa Casa de Misericórdia/PE; Instituto Cultural Beneficente Steve Biko – Salvador/BA; Lar da Criança Vicentina – Paulo Afonso/BA; Movimento Pró-criança – MPC/PE; Projetos Assistenciais, como o Abrigo Cristo Redentor – Recife/PE; Associação Cristã Feminina do Recife – ACF/PE;

Projetos de Infraestrutura, como os projetos realizados em Parceria com a prefeitura de Hidrolândia, Caucaia,

Sobral e Ipueiras/CE, para implantação de Telecentros Comunitários.

A Chesf, através do Fundo para Infância e Adolescência – FIA, repassou R\$ 2.329,1 mil para a realização de diversos projetos inscritos no Conselho Municipal de Direito da Criança e do Adolescente de Alagoinhas/BA; no Fundo Municipal de Direito da Criança e do Adolescente de Ibimirim/PE e no Fundo Estadual de Direito da Criança e do Adolescente de Pernambuco.

No intuito de envolvermos empregados com as ações para as comunidades, dentro do Programa de Responsabilidade Social, a Chesf realizou eventos na Sede da Companhia, como a campanha de arrecadação de doativos para as vítimas das enchentes da Zona da Mata do Estado de Pernambuco, que obteve como resultado a arrecadação de 600 kg de alimentos e 100 kg de material de limpeza e higiene. No final do ano de 2011, foi lançada uma campanha de arrecadação de brinquedos direcionada para as crianças participantes do projeto *Era uma Vez*, realizado por meio de convênio entre a Chesf e o Instituto Carl Rogers, que beneficiou 107 crianças e realizou a *2ª Semana de Responsabilidade Social da Chesf*, em que foram apresentados aos empregados espetáculos produzidos por entidades que, em parceria com a Companhia, promovem a educação infantojuvenil na Região Metropolitana do Recife/PE. Durante o evento, os chesfianos também tiveram a oportunidade de conhecer os produtos e trabalhos desenvolvidos por crianças, jovens e pais atendidos pelas entidades apoiadas pela Chesf nos estandes montados para a comercialização dos objetos artesanais.

Em Paulo Afonso/BA, a Companhia disponibiliza veículo para suporte ao funcionamento da Delegacia Especial de Atendimento à Mulher. A empregada que representa a Chesf no Conselho Municipal dos Direitos da Mulher foi eleita Presidente. A Companhia tem assento nos Conselhos: Municipal do Meio Ambiente, Municipal do Turismo, Regional de Turismo da Zona dos Lagos e Cânions do São Francisco e na Comissão de Gerenciamento de Crise Regional.

A Chesf coordena projetos para o desenvolvimento regional alinhados a programas sociais do Governo Federal. Em 2011, o *Programa Luz para Todos* realizou 80.022 ligações, que beneficiaram 400.110 pessoas no Nordeste Geoeletrico.

A Companhia promoveu a realização da *Semana de Saúde e Cidadania* para comunidades carentes, na Sede

e nas Regionais. Mais de duas centenas de mulheres participaram de atividades educativas e de saúde, tendo a oportunidade de realizar mamografias e exames preventivos.

A Companhia mantém em Paulo Afonso o Hospital Nair Alves de Souza, em convênio com o SUS, que atende a população de 22 cidades de quatro estados do Nordeste (Alagoas, Bahia, Pernambuco e Sergipe). No exercício de 2011, foram atendidas 91.418 pessoas.

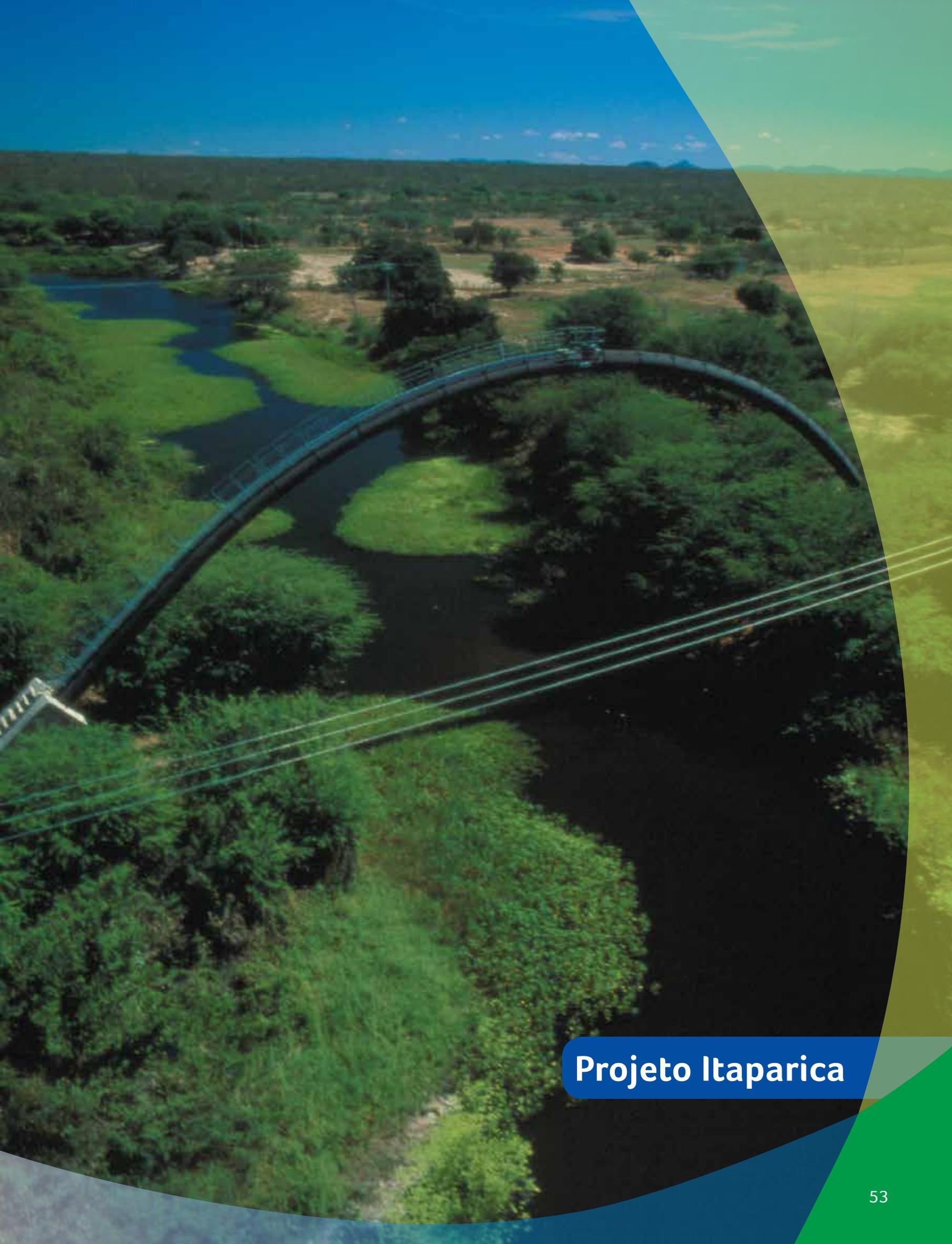
As Cipas realizaram duas campanhas internas para doação de sangue e de medula óssea em parceria com hemocentros estaduais. A *Semana Interna de Prevenção a Acidentes – Sipat/2011*, ofereceu quatro palestras versando sobre o tema *Seja Acessível para a Vida* e foi realizada na Sede da Chesf, com repercussão para as regionais por conta do lançamento do *Programa Viver Bem*. Houve também a realização do evento *Feira de Qualidade de Vida* e outras ações, como: apoio para a implantação do projeto do *Plano de Abandono de Área*; campanhas de prevenção a DST/Aids; campanhas

institucionais de prevenção de acidentes, consumo de drogas e bebidas alcoólicas; *Campanha de Solidariedade Natal 2011*, com arrecadação de 45 kg de alimentos não perecíveis e material de limpeza para doação à ONG Grupo de Trabalhos em Prevenção Positivo – GTP+; *Concurso Cultural de Fotografias*, sobre acessibilidade com segurança. Além das seguintes ações externas sobre acessibilidade realizadas em parceria com o Comitê de Acessibilidade da Chesf – Proacessi/Chesf, solicitadas à Companhia de Trânsito e Transporte Urbano – CTTU (ofício Cipa nº 002/2011):

- Plataforma na faixa de pedestres da Rua Delmiro Gouveia, que dá acesso ao Anexo V.
- Sinal sonoro.
- Guarda de trânsito nos momentos de pico (das 12h às 12h30 e das 17h30 às 19h).
- Alargamento para mais uma faixa da Rua 15 de Março, que dá acesso à Av. Abdias de Carvalho (Sede da Companhia).

A Chesf tem adotado significativas medidas visando ao cumprimento dos requisitos exigidos para manter a





Projeto Itaparica



RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

qualidade, a integridade, a preservação e a conservação dos ecossistemas nas áreas de sua abrangência. No domínio da sua Política Ambiental e em conformidade com a sua Missão, a Companhia tem se regido por princípios que demonstram a sua preocupação com as questões socioambientais. Nesse aspecto, destacam-se o Princípio do Uso Sustentável de Recursos Energéticos, que tem como premissa explorar as potencialidades de recursos energéticos locais e regionais, atendendo aos princípios do desenvolvimento sustentável; e o Princípio da Gestão Ambiental, que se fundamenta na implantação de um Sistema de Gestão Ambiental integrado aos demais Sistemas de Gestão Empresarial da Companhia. Assim, com o objetivo de cumprir as ações planejadas para o exercício de 2011, a Chesf destinou recursos financeiros na ordem de R\$ 23,0 milhões a programas que visam à ecossustentabilidade. Nesses programas estão incluídos, além das ações para a preservação e conservação do ambiente, a manutenção e o resgate cultural de comunidades e de suas atividades tradicionais.

Com o objetivo de atualizar e capacitar os seus profissionais nas questões inerentes ao meio ambiente, a Companhia tem promovido cursos e palestras internas e externas e apoiado a participação em seminários, congressos e encontros técnicos e científicos. Dentre os eventos internos promovidos pelo seu Departamento de Meio Ambiente – DMA, destacam-se as palestras sobre energia nuclear e tecnologia e aplicação de energia renovável. Externamente, a Companhia se fez presente em vários encontros, contribuindo com palestras sobre temas ambientais proferidas por profissionais de seu quadro.

Realizaram-se 23 cursos, abrangendo 76 participações. Destaca-se o curso sobre Gestão Ambiental, realizado nas instalações da Companhia, com 25 participantes da Sede e das Regionais, além de convidados de órgãos ambientais externos, a exemplo do Ibama, da CPRH e da Secretaria de Meio Ambiente da Prefeitura do Recife. Dentre os programas referentes ao Sistema de Gestão Empresarial, em 2011, foram iniciados: o acompanhamento mensal da geração do monitoramento dos resíduos sólidos na Companhia; as atividades para aumentar a abrangência e o conteúdo do inventário anual de gases do efeito estufa; a ação *Fale Conosco Ambiental*, sendo autorizada a implantação de um banner na página principal da Companhia; e intensificaram-se as ações voltadas para a aferição mensal do desempenho ambiental por meio do projeto de Indicadores de Gestão

da Sustentabilidade – IGS.

Na área de geração, em 2011 foram requisitadas as renovações das Licenças Ambientais das Usinas do Rio São Francisco (Xingó, Complexo Paulo Afonso, Itaparica e Sobradinho), da UHE Araras/CE e da Usina Térmica Camaçari/BA. Procedeu-se, além do acompanhamento, ao apoio técnico necessário aos processos de licenciamento das Usinas no Rio Parnaíba (AHE de Ribeiro Gonçalves, Usina de Cachoeira; Usina Estreito, Usina Castelhana) e da AHE Riacho Seco, no São Francisco.

Assumindo mais um desafio e visando a garantir avanços em novas alternativas tecnológicas para a geração de energia limpa, a Companhia está investindo na implantação de Centrais Geradoras Eólicas – CGE, com destaque para a CGE Casa Nova I, com 120 aerogeradores de 1,5 MW, em fase implantação; a CGE Casa Nova II, com 14 aerogeradores de 2 MW; e a CGE Casa Nova III, com 12 aerogeradores de 2 MW, estas últimas em fase de estudos. Essas centrais aerogeradoras foram programadas para o município de Casa Nova, Estado da Bahia, e juntas terão capacidade para produzir 232 MW.

Dentre os programas socioambientais desenvolvidos pela Companhia em 2011, destacam-se: a) o *Programa de Resgate Cultural dos Pescadores e Pescadoras do Baixo São Francisco*, que atendeu a 22 municípios ribeirinhos na região, promoveu a realização de oficinas, seminários, o levantamento histórico e inventário dos bens patrimoniais e editou o livro que registra artes e cenas do cotidiano das comunidades ribeirinhas da região; b) o *Programa de Monitoramento e Conservação de Fauna e Flora*, que visa a conservação das espécies; e c) o *Programa de Levantamento Sociopatrimonial das UHEs Pedra e Funil*. Para dar continuidade ao programa ambiental de recomposição da flora nativa do bioma caatinga, foi concluída em 2011 a ampliação das instalações do Viveiro Florestal de Xingó, localizado no município de Piranhas/AL. O Viveiro produz anualmente, em média, 150 mil mudas.

Com relação à fauna aquática, têm se efetivado dois programas considerados importantes para mitigar os impactos ambientais sobre ictiofauna: o *Programa de Salvamento de Peixes Durante a Parada das Máquinas*, que teve as suas ações destinadas às Usinas Boa Esperança e Xingó, e o *Programa de Peixamento do Rio São Francisco*, que tem como objetivo recompor a ictiofauna. Em 2011, por meio desse programa, foram produzidos pela Companhia e colocados no ambiente 761.908

alevinos de várias espécies nativas, com destaque para a reposição com 171.235 alevinos de curimatã (*Prochilodus spp.*) e 7.362 de surubim (*Pseudoplatystoma corruscans*).

Dentre as ações na área de transmissão, destacam-se o desenvolvimento do projeto de pesquisa em geoprocessamento — *Uso de Imagens Digitais de Média Resolução no Mapeamento da Susceptibilidade à Erosão em Redes de Transmissão de Energia Elétrica e o Primeiro Seminário sobre Licenciamento Ambiental* – Sista, com o objetivo de integrar as áreas internas e esclarecer a complexidade do processo de licenciamento de empreendimentos de transmissão. Participaram do seminário 32 especialistas de 12 áreas da Companhia. Em 2011, a Chesf participou de todos os leilões de transmissão da Aneel e assumiu a missão de licenciar os 29 empreendimentos arrematados. Os traçados das LTs foram estudados e otimizados por uma equipe multidisciplinar da Chesf, considerando fatores socioambientais. A Companhia obteve 41 licenças ambientais, incluindo-se renovações e novas licenças, investiu R\$ 632.006,00 em taxas de licenciamento e efetivou o pagamento de R\$ 2.872.873,00, referente a contratos ambientais. Participou dos procedimentos de licenciamento ambiental do Linhão Madeira (LT Porto Velho–Araraquara). O Linhão, que escoará a energia produzida pelas hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio, é considerado o maior projeto de transmissão em construção no Hemisfério Sul. Em reconhecimento ao trabalho realizado pela equipe, o Ibama emitiu a LI em julho de 2011. Para atender a medidas compensatórias devido à implantação de linhas de transmissão e subestações, elaborou-se um projeto de reposição florestal na Zona Ecológica de Suape, cujo planejamento prevê a execução para o período de 2012 a 2016. Programas de educação ambiental e de educação ambiental têm sido realizados em diversas comunidades

e localidades. Dentre estas, evidenciam-se as comunidades das áreas de abrangência das LT 230 kV Seccionamento da LT Goianinha–Mussurú II – Sta Rita II e SE Sta Rita II; LT 500 kV Derivação SE Suape II; e LT 230 kV Derivação Suape II e III. Essas campanhas têm sido realizadas também para evitar ações de vandalismo, queimadas de mato e de cana-de-açúcar sob linhas de transmissão e têm o objetivo de diminuir a ocorrência dos desligamentos e de evitar prejuízos à sociedade e ao ambiente. Como exemplo, destacam-se as ações de educação ambiental para evitar vandalismo em isoladores da LT, de 230 kV, Tacaimbó–Campina Grande. Durante as campanhas, foram realizadas palestras interativas, reuniões em secretarias de sete municípios, envolvendo 23 escolas, 496 professores, 323 funcionários, 1.222 pessoas da comunidade e 5.889 alunos. Duas campanhas de educação ambiental sobre queima de mato foram realizadas em trechos da LT Presidente Dutra/Teresina–Sobral, de 500 kV, contemplando 2.842 pessoas das comunidades, entre professores, alunos e agricultores, além de crianças e jovens. As campanhas para redução de queima de cana-de-açúcar sob LT, na área de atuação da Gerência Regional de Operação Leste em Pernambuco – GRL, foram realizadas em parceria com a Celpe, a CPRH, o Ibama (Prevfogo) e o Sindaçúcar-PE e envolveu oito usinas de açúcar. Na área de atuação da GRL de Alagoas, a parceria foi estabelecida com a Eletrobras Distribuição (Ceal), o IMA, o Ibama (Prevfogo), o Sindaçúcar-AL e a Braskem. As ações foram realizadas em 12 usinas de açúcar.

Nos empreendimentos de geração, as ações do Plano de Ação Socioambiental – PAS, no Complexo Paulo Afonso, foram direcionadas para a execução dos projetos planejados para a sua primeira etapa e estão relacionados aos programas: Educação, Arte, Cultura e Meio Ambiente; Educação Ambiental, Conservação dos Recursos Naturais e Recuperação de Áreas Degradadas;



Educação Ambiental e Fortalecimento Institucional e Sustentabilidade.

No exercício de 2011, a Chesf efetuou pagamento de recursos financeiros ao Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade como parte dos compromissos com a Compensação Ambiental. Com essa ação, atingiu a quantia de R\$ 26.889,9 mil e quitou 98% dos seus compromissos com os órgãos ambientais no que se refere à compensação dos empreendimentos com licenciamento ambiental federal que exigem EIA/Rima. Os destaques foram dados à UHE Xingó, devido ao pagamento de R\$ 14 milhões, pertinente à compensação ambiental do empreendimento e que será empregado na gestão e manutenção de Unidades de Conservação da Região Nordeste. Em parceria com o ICMBio, a Chesf tem atuado na implantação de ações para preservar os ecossistemas e a biodiversidade existentes nas diversas Unidades de Conservação administradas pelo Instituto.

Programa do Reassentamento de Itaparica

Os recursos aplicados diretamente nessa ação foram de R\$ 119,1 milhões, destinados a obras, serviços, aquisições de equipamentos, assistência técnica rural e apoio à produção agrícola dos reassentados, programas ambientais, além dos processos de aquisição de terras para o *Projeto Irrigado Jusante* (Glória/BA) e da regularização fundiária das áreas adquiridas.

Prossegue a implantação do *Projeto Irrigado Jusante* (Glória/BA), com a conclusão das redes de recalque e gravidade, estando na fase dos testes de comissionamento e iniciadas as obras de implantação do sistema viário e da demarcação dos lotes irrigados. Também foi reiniciado o processo de licitação da última fase de instalação do perímetro, correspondente à implantação das redes de distribuição e parcelas de irrigação das glebas para exploração agrícola.

No Projeto Itacoatiara, situado em Rodelas/BA, foram concluídas as obras de infraestrutura escolar, com a construção do centro profissionalizante, em atendimento ao acordo firmado com aquela municipalidade.

Estão em andamento os processos para a regularização fundiária das terras doadas pelo Estado de Pernambuco através da Lei nº 14.283, de 04 de abril de 2011, de forma a complementar as áreas destinadas ao Perímetro Icó-Mandantes, localizado no município de Petrolândia,

possibilitando, assim, com sua regularização fundiária, a titulação daquelas glebas para as famílias beneficiárias do perímetro. Prosseguem as ações pertinentes à aquisição das terras necessárias à implantação do Projeto Jusante, tendo sido pagas dez indenizações, representando cerca de 39 ha, em processos amigáveis de compra direta aos legítimos proprietários das terras não devolutas que integram aquele perímetro. Dado andamento ao pagamento de três verbas de compensação financeira para a liquidação de eventuais pendências do reassentamento e realizadas 23 escrituras na área rural, houve continuidade na condução dos processos contenciosos decorrentes desse programa de reassentamento populacional.

No tocante às questões ambientais, foram realizados os estudos ambientais complementares para o licenciamento do projeto em Rodelas/BA, foi dado andamento ao programa de recuperação das áreas degradadas e ao programa de manutenção das áreas de reserva legal do lado pernambucano. Foi realizado, ainda, o diagnóstico e mapeamento das áreas de preservação permanente dos projetos irrigados de Itaparica no lado pernambucano.

A gestão dos perímetros irrigados prossegue por intermédio da Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – Codevasf, mediante Termo de Cooperação firmado em março de 2007, cujo encerramento está previsto para março de 2012. Como não foi possível a conclusão dos processos de transferência das infraestruturas de uso comum para a Codevasf, esta e a Chesf já iniciaram tratativas para celebração de ajustes específicos por perímetro, de conformidade com o estágio de maturação de cada um, de forma a evitar descontinuidade na operação dos sistemas de irrigação e consequente prejuízo às famílias de agricultores reassentados e à exploração de suas terras.

Como o principal objetivo do Programa de Reassentamento é o de prover condições sustentáveis de vida às famílias afetadas pelo enchimento do reservatório na região de economia primária, os investimentos são predominantemente direcionados às ações que apontem para a viabilização dos perímetros irrigados implantados ou em implantação, de modo que aquela população possa dispor de fontes de trabalho e renda na região em que sempre viveu.

Espectáculos de teatro, dança e música, cinema, festas populares, feiras agropecuárias e esportes. Em 2011, a

CULTURA

Chesf esteve entre as empresas que mais incentivaram a cultura do povo nordestino. Dos 211 eventos patrocinados, cerca de 90% foram realizados na Região, onde se localizam as principais instalações da Companhia. Orquestra Criança Cidadã Meninos do Coque, no Recife; *Mostra Internacional de Música em Olinda – Mimo*, em Pernambuco; *7º Fest Aruanda do Audiovisual Brasileiro*, na Paraíba; o *35º Encontro Nacional de Folgedos do Piauí*; e o

espetáculo cênico *O Olho de Deus*, na Bahia, são algumas das ações de expressiva repercussão cultural nos estados. A presença da Chesf como patrocinadora incentiva a produção cultural e também tem uma relevância na geração de emprego e renda, além de aliar a imagem da Companhia aos valores nordestinos.

Em 2011, a Chesf recebeu os seguintes prêmios e reconhecimentos:



Maracatu

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

- *Selo de Promoção da Diversidade Étnico-racial* – Categoria Compromisso, outorgado pela Secretaria Municipal de Reparação da Prefeitura de Salvador.
- *Prêmio Aberje Brasil 2011*, categoria Mídia Audiovisual Interna, com o projeto *Pense Nisso! Faça Parte dessa Mudança!*, ação do Programa *Pró-equidade de Gênero*.
- Certificado do International Commission of Large Dams – Icold, pelo pioneirismo e liderança em Concrete Face Rockfill Dam – CFRD (Barragem de Enrocamento com Face de Concreto – BEFC), para a Barragem de Xingó, recebido durante o *XXVIII Simpósio Brasileiro de Grandes Barragens – SNGB*, realizado no Rio de Janeiro, de 25 a 28 de outubro de 2011.
- *Prêmio Ser Humano Paulo Freire 2011*, promovido pela Associação Brasileira de Recursos Humanos – ABRH/

PE, no qual a Chesf obteve o 1º lugar na categoria Gestão de Pessoas, nas seguintes modalidades:

- Empresarial - Intervenções Psicossociais para a Gestão do Absenteísmo doença na Chesf.
 - Profissional - Processo de Avaliação de Desempenho e Assédio Moral no Trabalho: diálogos perversos.
- Prêmio Nacional da revista *Proteção* como o melhor case de gestão de Cipa. Esse mesmo trabalho foi premiado com o 3º lugar do *Prêmio Chesf de Inovação e Melhoria*, na categoria Gestão.
 - 1º lugar na modalidade de natação nos *Jogos Sesi* – Etapa Mundial, em Viena.



Projeto Itaparica



UH Boa Esperança

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Os principais indicadores que representam a responsabilidade corporativa e socioambiental da Chesf, com base no Balanço Social consolidado, são demonstrados a seguir:

CONSOLIDADO

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza	Em 2011:		4.173,212		Em 2010:		4.453,672	
Distribuição do Valor Adicionado A Demonstração do Valor Adicionado – DVA, está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	36,2% governo 37,3% acionistas	18,5% empregados 8,0% financiadores	33,8% governo 48,9% acionistas	13,4% empregados 3,9% financiadores				
2 - Recursos Humanos	Em 2011:			Em 2010:				
2.1 - Remuneração								
Folha de Pagamento Bruta – FPB		621.582			412.612			
- Empregados		615.620			407.804			
- Administradores		5.962			4.808			
Relação entre a maior e a menor remuneração:								
- Empregados		33,8			29,7			
- Administradores		1,0			1,0			
2.2 - Benefícios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL		
Encargos Sociais	181.814	29,3%	3,3%	175.170	42,5%	3,2%		
Alimentação	48.979	7,9%	0,9%	41.932	10,2%	0,8%		
Transporte	808	0,1%	0,0%	594	0,1%	0,0%		
Previdência privada	59.966	9,6%	1,1%	51.911	12,6%	1,0%		
Saúde	61.488	9,9%	1,1%	52.676	12,8%	1,0%		
Segurança e medicina do trabalho	3.156	0,5%	0,1%	2.773	0,7%	0,1%		
Educação e creche	10.276	1,7%	0,2%	9.357	2,3%	0,2%		
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%		
Capacitação e desenvolvimento profissional	9.101	1,5%	0,2%	7.713	1,9%	0,1%		
Participação nos lucros ou resultados	102.637	16,5%	1,8%	91.383	22,1%	1,7%		
Total	478.225	77%	8,7%	433.509	105,2%	8,10%		
2.3 - Composição do Corpo Funcional								
Número de empregados no final do exercício		5.770			5.681			
Número de admissões		431			151			
Número de demissões		387			140			
Número de estagiários no final do exercício		0			173			
Número de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício		190			76			
Número de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		12			7			
Número de empregados por sexo:								
- Masculino		4.560			4.514			
- Feminino		1.210			1.167			
Número de empregados por faixa etária:								
- Menores de 18 anos		-			-			
- De 18 a 35 anos		1.166			966			
- De 36 a 60 anos		4.057			4.189			
- Acima de 60 anos		546			526			
Número de empregados por nível de escolaridade:								
- Analfabetos		-			-			
- Com Ensino Fundamental		840			968			
- Com Ensino Médio		1.020			1.003			
- Com Ensino Técnico		1.603			1.585			
- Com Ensino Superior		2.082			1.933			
- Pós-graduados		219			186			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:								
- Masculino		82,5%			82,9%			
- Feminino		17,5%			17,1%			

2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	925			1.141		
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	446			284		
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	76			180		
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	-			1.039		
3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relacionamento com a Comunidade						
Total dos investimentos em:						
Educação	5.204	0,3%	0,1%	3.780	0,1%	0,1%
Cultura	17.558	1,0%	0,3%	12.488	0,5%	0,2%
Saúde e infraestrutura	25.026	1,4%	0,4%	19.172	0,7%	0,4%
Esporte e lazer	1.512	0,1%	0,0%	2.032	0,1%	0,0%
Alimentação	133	0,0%	0,0%	43	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	4.960	0,3%	0,1%	5.989	0,2%	0,1%
Reassentamento de famílias	119.107	6,6%	2,1%	142.307	5,5%	2,6%
Total dos investimentos	173.500	9,6%	3,1%	185.811	7,1%	3,4%
Tributos (excluídos encargos sociais)	754.327	41,7%	13,5%	797.279	30,6%	14,7%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	224.374	12,4%	4,0%	192.768	7,4%	3,5%
Total	1.152.201	63,6%	20,6%	1.175.858	45,1%	21,6%
3.2 - Interação com os Fornecedores						
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	São exigidos controles sobre: Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno ou insalubre de menores de 18 anos.					
	Em 2011			Em 2010		
4 - Interação da entidade com o Meio Ambiente	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	5.436	0,3%	0,1%	7.340	0,3%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	1.546	0,1%	0,0%	1.314	0,1%	0,0%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	587	0,0%	0,0%	43	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	362	0,0%	0,0%	1.007	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	16.183	0,9%	0,3%	9.451	0,4%	0,2%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	-	0,0%	0,0%	2	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	153	0,0%	0,0%	17	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	1.240	0,1%	0,0%	1.240	0,0%	0,0%
Total	25.507	1,4%	0,4%	20.414	0,8%	0,3%
5 - Outras Informações	2011			2010		
Receita Líquida – RL	5.582.392			5.433.058		
Resultado Operacional – RO	1.811.028			2.609.059		

(Valores expressos em milhares de reais)



LT Irecê - BA





Demonstrações Financeiras



Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)
ATIVO				
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	6	268.638	299.397	564.024
Títulos e valores mobiliários	7	917.439	965.124	917.439
Clientes	8	745.277	856.975	752.450
Tributos e contribuições sociais	9	12.898	26.175	21.964
Cauções e depósitos vinculados	11	11.003	12.003	36.297
Almoxarifado	10	85.098	91.563	85.098
Ativo financeiro – concessões de serviço público	12	258.455	189.187	332.222
Outros	13	189.734	165.336	204.381
		2.488.542	2.605.760	2.913.875
				2.930.085
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo				
Títulos e valores mobiliários	7	5.173	5.585	5.173
Tributos e contribuições sociais	9	566.303	484.958	660.150
Cauções e depósitos vinculados	11	295.785	254.559	302.423
Ativo financeiro – concessões de serviço público	12	5.813.526	5.486.905	6.768.014
Outros	13	40.697	21.516	53.888
		6.721.484	6.253.523	7.789.648
				6.924.851
Investimentos	14	1.408.698	788.446	79.516
Imobilizado	15	11.173.867	11.008.860	13.263.521
Intangível	16	29.566	32.100	72.124
		19.333.615	18.082.929	21.204.809
				19.124.360
TOTAL DO ATIVO		21.822.157	20.688.689	24.118.684
				22.054.445

Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
CIRCULANTE				
Fornecedores	17	370.788	268.592	562.558
Tributos e contribuições sociais	18	220.996	301.749	231.765
Financiamentos e empréstimos	19	329.699	46.712	778.842
Debêntures	20	-	-	105.492
Participação nos lucros ou resultados	35	102.451	91.241	102.451
Remuneração aos acionistas	36	299.328	431.282	299.328
Obrigações estimadas		126.443	121.454	127.019
Benefícios pós-emprego	22	109.063	38.809	109.063
Incentivo ao desligamento de pessoal	23	-	53.355	-
Encargos setoriais		162.554	136.137	164.385
Outros	21	77.317	38.758	83.292
		1.798.639	1.528.089	2.564.195
				1.871.970
NÃO CIRCULANTE				
Tributos e contribuições sociais	18	81.113	54.959	110.016
Financiamentos e empréstimos	19	462.149	646.514	1.915.691
Benefícios pós-emprego	22	272.497	323.882	272.497
Encargos setoriais		167.190	165.699	167.190
Provisões para contingências	24	923.549	748.165	924.508
Concessões a pagar - Uso do Bem Público	25	-	-	41.641
Adiantamento para futuro aumento de capital	26	1.293.000	-	1.293.000
Outros	21	5.382	5.220	11.308
		3.204.880	1.944.439	4.735.851
				2.966.314
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	28	7.720.760	7.720.760	7.720.760
Reservas de capital	28	4.916.199	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros	28	3.841.698	4.778.516	3.841.698
Dividendos adicionais propostos	28	897.877	168.195	897.877
Outros resultados abrangentes	28	(557.896)	(367.509)	(557.896)
		16.818.638	17.216.161	16.818.638
				17.216.161
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		21.822.157	20.688.689	24.118.684
				22.054.445

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado dos Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2011 E 2010

(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	29	5.118.487	5.150.548	5.582.392
CUSTO OPERACIONAL	31			5.433.058
Custo com energia elétrica				
Energia elétrica comprada para revenda		(7.635)	(24.061)	(7.635)
Encargos de uso da rede de transmissão		(805.270)	(765.661)	(805.270)
Custo de operação				
Pessoal, material e serviços de terceiros		(390.416)	(399.738)	(393.633)
Combustíveis para a produção de energia		(4.793)	(2.296)	(4.793)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos		(224.374)	(192.768)	(224.374)
Depreciação e amortização		(342.778)	(345.896)	(342.817)
Outros		13.799	18.267	13.245
		(1.761.467)	(1.712.153)	(1.765.277)
				(1.714.655)
CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO A TERCEIROS	31	(2.838)	(3.394)	(6.923)
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	31	(581.089)	(420.451)	(943.268)
LUCRO BRUTO		2.773.093	3.014.550	2.866.924
DESPESAS OPERACIONAIS	31	(1.019.269)	(697.136)	(1.040.984)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		1.753.824	2.317.414	1.825.940
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	14	58.813	31.253	18.604
				(330)
RESULTADO FINANCEIRO	32	(11.524)	259.700	(33.516)
				229.755
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS		1.801.113	2.608.367	1.811.028
Imposto de renda e contribuição social	33	(570.107)	(715.563)	(580.037)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33	10.296	(95.929)	5.342
Incentivos fiscais	34	312.843	380.357	317.812
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.554.145	2.177.232	1.554.145
Lucro básico por ação (R\$)	37	30,14	42,22	30,14
Lucro diluído por ação (R\$)	37	28,03	42,22	28,03

Demonstração do Resultado Abrangente dos Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010
(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora e Consolidado (BRGAAP)	
	31/12/2011	31/12/2010
Lucro Líquido do Exercício	1.554.145	2.177.232
Outros componentes do resultado abrangente		
Participação no resultado abrangente de investidas	28	3.719
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	28	(229.033)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28	34.927
Outros componentes do resultado abrangente do exercício	(190.387)	(163.747)
Total do resultado abrangente do exercício	1.363.758	2.013.485

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS				DIVIDENDOS ADICIONAIS PROPOSTOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL	
			LUCROS A REALIZAR	LEGAL	ESTATUTÁRIAS	RETENÇÃO DE LUCROS					INCENTIVOS FISCAIS
SALDO EM 31/12/2009	4.539.557	4.916.199	464.559	349.978	8.179	2.209.834	163.153	576.588	(203.762)	-	13.024.285
Aumento de capital	3.181.203	-	-	-	-	-	(163.153)	-	-	-	3.018.050
Realização de reservas de lucros	-	-	(18.027)	-	-	-	-	-	-	18.027	-
Ajustes de avaliação patrimonial – Coligadas	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.702)	-	(1.702)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	(162.045)	-	(162.045)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.177.232	2.177.232
Destinação:											
Reserva legal	-	-	-	89.844	-	-	-	-	-	(89.844)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(431.266)	(431.266)
Aprovação de dividendos adicionais pela AGO	-	-	-	-	-	-	-	(408.393)	-	-	(408.393)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	1.293.792	-	-	-	(1.293.792)	-
Reserva de incentivos fiscais (*)	-	-	-	-	-	-	380.357	-	-	(380.357)	-
SALDO EM 31/12/2010	7.720.760	4.916.199	446.532	439.822	8.179	3.503.626	380.357	168.195	(367.509)	-	17.216.161
Realização de reservas de lucros	-	-	(17.933)	-	-	-	-	-	-	17.933	-
Participação no resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-	-	-	-	3.719	-	3.719
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	(194.106)	-	(194.106)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.554.145	1.554.145
Destinação:											
Reserva legal	-	-	-	62.064	-	-	-	-	-	(62.064)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.294)	(299.294)
Dividendos adicionais propostos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	897.877	-	(897.877)	-
Aprovação de dividendos adicionais pela AGO	-	-	-	-	-	(1.293.792)	-	(168.195)	-	-	(1.461.987)
Reserva de incentivos fiscais (*)	-	-	-	-	-	-	312.843	-	-	(312.843)	-
SALDO EM 31/12/2011	7.720.760	4.916.199	428.599	501.886	8.179	2.209.834	693.200	897.877	(557.896)	-	16.818.638

(*) A parcela do lucro líquido do exercício decorrente de incentivos fiscais foi destinada à constituição da reserva de lucro denominada Reserva de incentivos fiscais, conforme estabelecido no art. 195-A da Lei nº 6.404/1976, incluído pela Lei nº 11.638/2007

Demonstração do Fluxo de Caixa dos Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2011 E 2010

(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)						
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)					
Atividades operacionais									
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.801.113	2.608.367	1.811.028	2.609.059	Títulos e valores mobiliários	48.097	(226.400)	48.097	(226.400)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:					Serviços em curso	(11.602)	64.406	(12.439)	64.311
Depreciação e amortização	418.008	416.097	418.138	416.117	Fornecedores	102.196	12.072	203.400	74.447
Variações monetária e cambial (líquidas)	(20.191)	(56.982)	(8.434)	(56.982)	Obrigações estimadas	4.989	25.561	5.415	25.591
Equivalência patrimonial	14 (58.813)	(31.253)	(18.604)	330	Encargos setoriais	(3.704)	4.819	(3.811)	3.096
Provisão para contingências	158.839	82.357	158.839	82.357	Pesquisa e Desenvolvimento	26.034	14.913	26.411	14.644
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	17.115	18.740	17.115	18.740	Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	5.578	(3.133)	5.578	(3.133)
Participações nos lucros ou resultados	102.451	91.241	102.451	91.241	Provisão para contingências	16.545	66.442	16.545	67.401
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	(44.101)	(27.998)	(44.101)	(27.998)	Outros ativos e passivos operacionais	14.579	17.413	(19.483)	(11.628)
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(10.523)	(12.118)	(10.523)	(12.118)		(359.166)	(1.132.595)	(316.050)	(1.132.487)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(249)	(1.849)	(249)	(1.849)	Total das atividades operacionais	1.578.142	1.106.342	1.612.070	1.114.364
Receita financeira – Ativo financeiro	(617.491)	(690.179)	(702.196)	(759.023)	Atividades de investimentos				
Encargos financeiros	65.375	60.897	78.883	103.169	Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(580.915)	(434.464)	(1.596.620)	(1.104.492)
Atualização de dividendos	179.130	16.189	179.130	16.189	Realização do Ativo financeiro - Concessões de serviço público	221.602	420.239	(69.269)	263.373
Incentivo ao desligamento de pessoal	(53.355)	(220.763)	(53.355)	(220.763)	Participações societárias permanentes	(596.639)	(288.449)	-	-
Outras	-	(13.809)	(2)	(11.618)	Dividendos	26.291	20.457	-	-
	1.937.308	2.238.937	1.928.120	2.246.851	Baixas de Ativos Imobilizado e Intangível	4.188	2.161	4.937	7.343
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(10.616)	(17.664)	(10.616)	(17.664)	Outros	-	(116)	(183)	14.320
Pagamentos à entidade de previdência privada	(152.385)	(254.238)	(152.388)	(254.238)		(925.473)	(280.172)	(1.661.135)	(819.456)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(51.855)	(42.712)	(63.737)	(46.326)	Atividades de financiamentos				
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(325.476)	(272.059)	(330.721)	(272.546)	Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	1.293.000	-	1.293.000	-
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(91.241)	(72.145)	(91.372)	(72.145)	Financiamentos e empréstimos obtidos	138.732	147.210	783.787	674.566
Variações nos Ativos e Passivos					Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(42.798)	(118.813)	(53.235)	(138.954)
Clientes	94.583	(199.710)	94.577	(199.218)	Remuneração paga aos acionistas	(2.072.362)	(607.867)	(2.072.362)	(607.867)
Almoxarifado	6.465	(13.788)	6.465	(13.788)	Debêntures	-	-	105.492	-
Tributos e contribuições sociais	626	(201.620)	(24.485)	(211.497)	Outros	-	-	58.414	38.599
Adiantamentos a empregados	(2.276)	(111)	(2.475)	(126)		(683.428)	(579.470)	115.096	(33.656)
Cauções e depósitos vinculados	(29.703)	(34.641)	(11.011)	(53.268)	TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	(30.759)	246.700	66.031	261.252
					Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	299.397	52.697	497.993	236.741
					Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	268.638	299.397	564.024	497.993
					VARIAÇÃO NO CAIXA	(30.759)	246.700	66.031	261.252

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Valor Adicionado dos Exercícios

Finds em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclassificado)
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas				
Venda de energia elétrica, transmissão e outras	6.031.251	6.022.222	6.500.322	6.310.277
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	(17.115)	(18.740)	(17.115)	(18.740)
Perdas – Clientes	(24.367)	(21.752)	(24.367)	(21.752)
	5.989.769	5.981.730	6.458.840	6.269.785
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Material	29.113	24.138	29.743	24.306
Combustíveis para a produção de energia	4.793	2.296	4.793	2.296
Serviço de terceiros	189.754	177.999	199.872	182.547
Energia elétrica comprada para revenda	7.635	24.061	7.635	24.061
Encargos de uso da rede de transmissão	805.270	765.661	805.270	765.661
Custo de construção	581.089	420.451	943.268	624.446
Outros	166.095	56.044	174.217	59.381
	1.783.749	1.470.650	2.164.798	1.682.698
(=) Valor Adicionado Bruto	4.206.020	4.511.080	4.294.042	4.587.087
(-) Retenções				
Quotas de reintegração (Depreciação e Amortização)	418.008	416.097	418.138	416.117
(=) Valor Adicionado Líquido	3.788.012	4.094.983	3.875.904	4.170.970
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado de equivalência patrimonial	58.813	31.253	18.604	(330)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	6.678	3.947	6.678	605
Aluguéis	95	(24)	95	(24)
Receitas financeiras	264.223	266.724	271.931	282.451
	329.809	301.900	297.308	282.702
(=) Valor Adicionado a Distribuir	4.117.821	4.396.883	4.173.212	4.453.672
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Pessoal				
Salários/benefícios/FGTS	631.206	652.055	639.985	656.603
Incentivo ao desligamento de pessoal	-	(220.763)	-	(218.566)
Participação nos lucros ou resultados	102.451	91.241	102.451	91.241
Provisões para contingências trabalhistas/ indenizações trabalhistas	30.777	68.569	30.777	68.569
	764.434	591.102	773.213	597.847
Governos:				
Encargos sociais vinculados à folha de pagamento	143.621	143.136	144.190	143.698
Tributos líquidos de incentivos fiscais	739.029	787.433	752.062	791.502
Encargos setoriais	611.514	565.981	614.159	568.442
	1.494.164	1.496.550	1.510.411	1.503.642
Financiadores:				
Encargos financeiros, variação monetária e outros:				
Eletrobras	188.115	31.286	188.115	31.286
Outros financiadores	93.757	79.371	123.459	121.697
Aluguéis	23.206	21.342	23.869	21.968
	305.078	131.999	335.443	174.951
Acionistas:				
Dividendos mínimos propostos	299.294	431.266	299.294	431.266
Dividendos adicionais propostos	897.877	168.195	897.877	168.195
Lucros retidos	356.974	1.577.771	356.974	1.577.771
	1.554.145	2.177.232	1.554.145	2.177.232
	4.117.821	4.396.883	4.173.212	4.453.672

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras

em 31 de Dezembro de 2011 e de 2010

(valores expressos em milhares de reais, exceto os mencionados em contrário)

1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, com sede na Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, na cidade do Recife, capital do Estado de Pernambuco, é uma empresa de economia mista de capital aberto, controlada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031/1945, com operações iniciadas em 15/03/1948. Tem como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica. A partir do exercício de 2002, com a liberação gradual dos seus contratos de suprimento (contratos iniciais), à razão de 25% ao ano, de acordo com a Lei nº 9.648, de 27/05/1998, a Companhia, que até então tinha o seu mercado limitado à Região Nordeste, passou a atuar em todo o território nacional, com atendimento às demandas das demais regiões do País, tendo hoje como principais compradoras as regiões Sudeste e Nordeste.

As operações da Companhia com a Geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW. O seu sistema de transmissão é composto por 101 subestações (considerando-se neste total a subestação Sapeçu, localizada no Recôncavo Baiano, em relação à qual a Chesf tem contrato de cessão de uso) e 18.644,6 quilômetros de linhas de alta tensão.

A comercialização de energia elétrica se dá por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica, firmados com consumidores industriais diretamente atendidos pela Companhia, de contratos oriundos de leilões de energia elétrica, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e de leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados por comercializadores ou consumidores livres. As eventuais diferenças entre as energias geradas e as vendidas na forma dos contratos descritos, são comercializadas por intermédio do mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

A atividade de Transmissão e a consequente Receita Anual Permitida - RAP, estipulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, cujo montante é anualmente reajustado, é suportada por Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, todos vinculados ao Contrato de Concessão de Transmissão. As autorizações concedidas pela Aneel, por meio de resoluções, para novos empreendimentos, caracterizadas como Receitas de Rede Básica de Novos Investimentos – RBN/RCMD, estão sujeitas a revisão tarifária a cada quatro anos, com o objetivo de promover a eficiência e a modicidade

tarifária. As demais instalações existentes quando da determinação do contrato de concessão, definidas como Receita de Rede Básica dos Serviços Existentes - RBSE têm a sua receita fixada e reajustada anualmente pelo IGP-M até o final da concessão. Adicionalmente ao contrato de concessão existente, a Chesf tem firmado novos contratos de concessão para a prestação dos serviços de transmissão na Rede Básica, decorrentes de leilões de transmissão promovidos pela Aneel. A receita obtida nesses leilões de transmissão é reajustada anualmente pelo IPCA ao longo do período de concessão - 30 anos - e está sujeita a revisões tarifárias a cada cinco anos.

Desde 01 de março de 1999, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado pela Resolução nº 351/1998, da Aneel, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, as usinas e a rede básica de transmissão da Companhia estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle da referida sociedade.

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica que terão capacidades instaladas de 15.244,1 MW e 201,6 MW, cuja participação da Companhia equivale a 2.597,7 MW, respectivamente, de empreendimentos de transmissão compostos por 1.241 km de linhas de transmissão, em serviço, e 4.068 km de linhas de transmissão, em construção.

2 – DAS CONCESSÕES

A Companhia detém as seguintes concessões e permissões:

Geração

CONCESSÕES / PERMISSÕES	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Utilizada em 2011 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
USINAS					
Hidrelétricas					
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	61,666	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	45,551	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	334,334	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.364,376	03/10/1945	02/10/2015
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	110,171	03/10/1945	02/10/2015
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	884,035	03/10/1945	03/10/2015
Xingó	São Francisco	3.162,000	2.131,900	03/10/1945	02/10/2015
Piloto	São Francisco	2,000	-	16/02/1949	07/07/2015
Araras	Acarauá	4,000	-	29/08/1958	07/07/2015
Funil	de Contas	30,000	6,521	25/08/1961	07/07/2015
Pedra	de Contas	20,007	1,214	25/08/1961	07/07/2015
Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	151,326	11/10/1965	10/10/2015
Sobradinho	São Francisco	1.050,300	461,427	10/02/1972	09/02/2022
Curemas	Piancó	3,520	1,207	26/11/1974	25/11/2024
Termelétrica					
Camaçari	-	346,803	1,439	11/08/1977	10/08/2027

Eólica

A Companhia foi vencedora do Leilão Aneel de fontes alternativas no 007/2010, para o Parque Eólico Casa Nova, a ser instalado no município de Casa Nova, no Estado da Bahia, com capacidade de 180 MW, para o qual está aguardando a emissão da Licença de Instalação para iniciar a obra no 1º trimestre de 2012.

Obs.: Capacidade Utilizada corresponde à geração média, em MW, no período.

• Transmissão

CONCESSÕES/PERMISSÕES	Data da Concessão	Data de Vencimento
SISTEMA DE TRANSMISSÃO		
Contrato de Concessão nº 061/2001 – Aneel:		
Em serviço:		
- 83 subestações de transmissão, 15 subestações elevadoras e 18.181,6 km de linhas de alta Tensão	29/06/2001	07/07/2015
Contratos obtidos por meio de Leilões da Aneel:		
Em serviço:		
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	04/03/2005	03/03/2035
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kV, com extensão de 120 km.	04/03/2005	03/03/2035
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 135 km.	14/06/2007	14/06/2037
- Subestação Ibiocoara em 500/230 kV (PE)	14/06/2007	14/06/2037
Em construção:		
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 198 km.	20/04/2007	20/04/2037
- Linha de transmissão Ibiocoara/Brumado (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 105 km.	14/06/2007	14/06/2037
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	14/06/2007	14/06/2037
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kV, com extensão aproximada de 110 km.	17/03/2008	17/03/2038
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kV (BA).	16/10/2008	16/10/2038
- Subestações Suape II, em 500/230 kV e Suape III, em 230/69 kV (PE), Linha de transmissão Messias/Recife com extensão aproximada de 53 km.	28/01/2009	28/01/2039
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230 kV, com extensão aproximada de 109 km e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão aproximada de 7 km; e Subestações Santa Rita II, em 230/69 kV (PB); Zebu, em 230/69 kV (AL); e Natal III, em 230/69 kV (RN).	03/08/2009	03/08/2039
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km.	03/08/2009	03/08/2039
- Subestação Camaçari IV, em 500/230 kV (BA).	12/07/2010	12/07/2040
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kV (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kV, com extensão aproximada de 44 km.	06/10/2010	06/10/2040
- Subestação Pólo, em 230/69 kV (BA).	06/10/2010	06/10/2040
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu I (RN), em 230 kV, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), em 230 kV, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz II (RN), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 82 km, Subestação João Câmara, em 230 kV (RN) e Subestação Extremoz II, em 230 kV (RN).	23/11/2010	23/11/2040
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kV (BA).	23/11/2010	23/11/2040
- Linhas de transmissão Sobral/Acarauá II (CE), em 230 kV, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acarauá II, em 230 kV (CE).	23/11/2010	23/11/2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kV (RN).	13/10/2011	13/10/2041
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kV (CE).	13/10/2011	13/10/2041
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Recê (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kV (BA).	13/10/2011	13/10/2041
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kV (PI).	09/12/2011	09/12/2041
- Linha de transmissão Recife II/Suape II (PE), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	09/12/2011	09/12/2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeçu (BA), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	09/12/2011	09/12/2041
- Linha de transmissão Sapeçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 31 km.	09/12/2011	09/12/2041

A capacidade instalada das usinas, que é sempre superior à sua produção, considera:

- a existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorrem maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- a existência de períodos também em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva;
- que a produção das usinas hidráulicas depende ainda da disponibilidade hídrica do rio onde está localizada. Em períodos de maior hidraulicidade pode ser possível elevar a geração, bem como pode haver a necessidade de sua redução durante os períodos de escassez d'água, como ocorre nos períodos de racionamento de energia elétrica.

A produção das usinas do Sistema Chesf é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamento que vão desde o nível anual até os níveis diário e horário, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define o montante e a origem da geração necessária para atender aos requisitos energéticos do País de forma otimizada, levando em conta as necessidades do mercado, as disponibilidades hídrica e de máquinas, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia por intermédio de um complexo sistema que interliga as diferentes regiões.

A Companhia detém ainda, por intermédio de suas controladas em conjunto e coligada, as seguintes concessões e permissões:

• Geração Hidráulica

Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade Em MW	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:						
UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
Em construção:						
UHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045

• Geração Eólica

Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade Em MW	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em construção:						
EOL São Pedro do Lago	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	São Pedro do Lago (BA)	30,00	2011	2046
EOL Pedra Branca	Pedra Branca S.A.	49,00%	Pedra Branca (BA)	30,00	2011	2046
EOL Sete Gameleiras	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Sete Gameleiras (BA)	30,00	2011	2046
EOL Junco I, II; Caiçara I, II	Em formação: Chesf/Voltália	49,00%	Jijoca de Jericoacoara e Cruz (CE)	111,60	2012	2047

• Transmissão

SISTEMA DE TRANSMISSÃO	Empresa	Participação da Companhia	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:				
- Linha de transmissão Teresina (PI) / Sobral/ Fortaleza(CE), em 500 kV, com extensão de 546 km.	STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	2004	2034
- Linha de transmissão Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO), em 500 kV, com 695 km.	Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	2006	2036
Em construção:				
- Linha de Transmissão Oriximiná/Silves CD, em 500 kV, com aproximadamente 335 km de extensão, e Silves/Lexuga, em 500 kV, com aproximadamente 224 km de extensão (PA/AM); subestações Silves 500/138 kV e Lechuga 500/230 kV.	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	2008	2038
- Linha de transmissão Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), nº 01, em CC, +/- 600 kV, com aproximadamente 2.375 km de extensão; Estação Retificadora nº 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV – 3.150 MW; e Estação Inversora nº 02 CC/CA, +/- 600 kV/ 500 kV – 2.950 MW.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	2009	2039
- Linha de transmissão São Luiz II/ São Luiz III (MA), em 230 kV, com aproximadamente 156 km de extensão; subestação Pecém II (CE), 500 kV e Aquiraz II (CE), em 230 kV.	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	2010	2040
- Linha de transmissão Ceará Mirim/ João Câmara II, em 500 kV, com 64 km de extensão; LT Ceará Mirim/Campina Grande III, em 500 kV, com 201 km de extensão; LT Ceará Mirim/Extremoz II, em 230 kV, com 26 km de extensão; LT Campina Grande III/ Campina Grande II, em 230 kV, com 8,5 km; SE João Câmara II, em 500 kV, SE Ceará Mirim, em 500/230 kV, e SE Campina Grande III, 500/230 kV; Seccionamento Campina Grande II/Extremoz II C1/C2, em 230 kV, com 12,5 km.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,00%	2011	2041
- Linha de transmissão Luiz Gonzaga/Garanhuns, em 500 kV, com 224 km de extensão; LT Garanhuns/Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km de extensão; LT Garanhuns/Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km de extensão; LT Garanhuns/Angelim I, com 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV e SE Pau Ferro, 500/230 kV.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	2011	2041

3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia está apresentando com as suas Demonstrações Financeiras Individuais, as Demonstrações Financeiras Consolidadas. Este procedimento é necessário em virtude de a legislação societária brasileira determinar a divulgação das demonstrações financeiras individuais das entidades que possuem investimentos em controladas em conjunto, mesmo quando estas entidades divulgam suas demonstrações consolidadas.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Diretoria Executiva da Companhia em 29 de fevereiro de 2012, com encaminhamento ao Conselho de Administração.

As Demonstrações Financeiras Individuais estão apresentadas de acordo com as práticas financeiras adotadas no Brasil e com os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM vigentes em 31/12/2011.

As Demonstrações Financeiras Consolidadas foram elaboradas e estão preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB, as quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP) e com os procedimentos de consolidação apresentados na nota 5.

Não há diferença entre patrimônio líquido e lucro líquido consolidados, constantes das demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e patrimônio líquido e lucro líquido da controladora, constantes das demonstrações financeiras individuais, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Com isso, a Companhia apresenta estas demonstrações financeiras individuais e consolidadas num único conjunto, lado a lado.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31/12/2010 foram reclassificadas, quando aplicável, para fins de melhor apresentação e manutenção da uniformidade na comparabilidade. A comparação entre os saldos apresentados e os saldos reclassificados para fins de comparabilidade, está demonstrada a seguir:

2011	Controladora			
	2010			
	Reclassificado	Ajuste	Publicado	
Balanco Patrimonial				
Ativo circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	268.638	299.397	(962.306)	1.261.703
Clientes	745.277	856.975	856.975	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(942.314)	942.314
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	85.339	(85.339)
Impostos e contribuições sociais	12.898	26.175	26.175	-
Tributos e contribuições a recuperar	-	-	(191.311)	191.311
Títulos e valores mobiliários	917.439	965.124	962.306	2.818
Cauções e depósitos vinculados	11.003	12.003	12.003	-
Outros	189.734	165.336	68.639	96.697
Serviços em curso	-	-	(80.642)	80.642
Ativo não circulante				
Impostos e contribuições sociais	566.303	484.958	484.958	-
Tributos e contribuições a recuperar	-	-	(11.280)	11.280
Bens e direitos destinados a alienação	-	-	(11.107)	11.107
Cauções e depósitos vinculados	295.785	254.559	41.129	213.430
Depósitos judiciais	-	-	(41.129)	41.129
Créditos fiscais	-	-	(308.542)	308.542
Ativo financeiro - concessões do serviço público	5.813.526	5.486.905	5.486.905	-
Ativo financeiro - indenização	-	-	(3.970.371)	3.970.371
Ativo financeiro - Receita Anual Permitida	-	-	(1.516.534)	1.516.534
Outros	40.697	21.516	11.107	10.409
Passivo circulante				
Folha de pagamento	-	-	(13.713)	13.713
Impostos e contribuições sociais	220.996	301.749	301.749	-
Tributos e contribuições sociais	-	-	(301.749)	301.749
Financiamentos e empréstimos	329.699	46.712	7.213	39.499
Encargos de dívidas	-	-	(7.213)	7.213
Encargos setoriais	162.554	136.137	89.551	46.586
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	(55.113)	55.113
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	(34.438)	34.438
Outros	77.317	38.758	13.713	25.045
Passivo não circulante				
Impostos e contribuições sociais	81.113	54.959	54.959	-
Tributos e contribuições sociais	-	-	(10.282)	10.282
Débitos fiscais	-	-	(44.677)	44.677
Encargos setoriais	167.190	165.699	134.555	31.144
Pesquisa e desenvolvimento	-	-	(134.555)	134.555
Demonstração do Resultado				
Custo de operação				
Pessoal, material e serviço de terceiros	(390.416)	(399.738)	(399.738)	-
Pessoal	-	-	326.896	(326.896)
Material	-	-	11.474	(11.474)
Serviço de terceiros	-	-	61.368	(61.368)
Despesa operacionais	(1.019.269)	(697.136)	(92.321)	(604.815)
Resultado de equivalência patrimonial	58.813	31.253	31.253	-
Resultado financeiro	(11.524)	259.700	(31.253)	290.953
Outras Receitas (Despesas)	-	-	1.080	(1.080)
Participação nos lucros ou resultados	-	-	91.241	(91.241)

	Consolidado			
	2011	2010		
		Reclassificado	Ajuste	
Balanco Patrimonial				
Ativo circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	564.024	497.993	(962.306)	1.460.299
Clientes	752.450	864.142	864.142	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(949.481)	949.481
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	85.339	(85.339)
Impostos e contribuições sociais	21.964	29.497	29.497	-
Tributos e contribuições a recuperar	-	-	(194.633)	194.633
Títulos e valores mobiliários	917.439	965.124	962.306	2.818
Cauções e depósitos vinculados	36.297	54.731	54.731	-
Serviços em curso	-	-	(80.915)	80.915
Outros	204.381	171.813	26.184	145.629
Ativo não circulante				
Impostos e contribuições sociais	660.150	545.737	545.737	-
Tributos e contribuições a recuperar	-	-	(11.280)	11.280
Bens e direitos destinados a alienação	-	-	(11.113)	11.113
Cauções e depósitos vinculados	302.423	262.454	216.898	45.556
Depósitos judiciais	-	-	(216.898)	216.898
Créditos fiscais	-	-	(329.080)	329.080
Ativo financeiro - concessões do serviço público	6.768.014	6.073.548	6.073.548	-
Ativo financeiro - indenização	-	-	(3.982.522)	3.982.522
Ativo financeiro - Receita Anual Permitida	-	-	(2.105.996)	2.105.996
Outros	53.888	37.527	(29.128)	66.655
Passivo circulante				
Folha de pagamento	-	-	(14.286)	14.286
Impostos e contribuições sociais	231.765	310.962	310.962	-
Tributos e contribuições sociais	-	-	(310.962)	310.962
Financiamentos e empréstimos	778.842	278.828	9.021	-
Encargos de dívidas	-	-	(9.021)	9.021
Encargos setoriais	162.554	137.697	90.876	46.821
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	(56.438)	56.438
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	(34.438)	34.438
Outros	83.292	48.903	14.286	34.617
Passivo não circulante				
Impostos e contribuições sociais	110.016	75.148	75.148	-
Tributos e contribuições sociais	-	-	(33.028)	33.028
Débitos fiscais	-	-	(57.090)	57.090
Encargos setoriais	167.190	165.699	134.555	31.144
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	(134.555)	134.555
Demonstração do Resultado				
Custo de operação				
Pessoal, material e serviço de terceiros	(393.633)	(401.753)	(401.753)	-
Pessoal	-	-	328.849	(328.849)
Material	-	-	55.894	(55.894)
Serviço de terceiros	-	-	135.795	(135.795)
Outras	13.245	17.780	625	17.155
Custo da construção	(943.268)	(624.446)	(121.380)	(503.066)
Despesas Operacionais	(1.040.984)	(710.929)	(91.244)	(619.685)
Resultado de equivalência patrimonial	18.604	(330)	(330)	-
Resultado financeiro	(33.516)	229.755	1.231	228.524
Outras Receitas (Despesas)	-	-	1.072	(1.072)
Participação nos lucros ou resultados	-	-	91.241	(91.241)

4 – PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem:

- As demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Consolidado - IFRS e BRGAAP; e
- As demonstrações financeiras individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora - BRGAAP.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e nos Pronunciamentos, nas Orientações e nas Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela CVM.

As demonstrações financeiras individuais apresentam a avaliação dos investimentos em empreendimentos controlados em conjunto pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras individuais não são consideradas como estando conforme as IFRS, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações separadas da controladora, pelo seu valor justo ou pelo custo.

4.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

As demonstrações financeiras são apresentadas na moeda corrente e legal do País, o Real, que é a moeda funcional da Companhia.

As transações em moedas estrangeiras, quando aplicáveis, são convertidas para reais pela taxa de câmbio vigente nas datas das transações. Os saldos das contas representativas são convertidos pela taxa de câmbio oficial da data do balanço, fornecida pelo Banco Central do Brasil. Os ganhos e as perdas decorrentes da flutuação cambial verificada nas liquidações das operações e da conversão para reais de ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras são reconhecidos no resultado do exercício.

4.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas em conjunto

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de sociedades de propósitos específicos controladas em conjunto. O controle é caracterizado quando a Companhia tem o poder sobre as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras referentes às empresas controladas em conjunto são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

A Companhia, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18 (IAS 28), em seus itens 24 e 25, utiliza para a determinação do valor da equivalência patrimonial de seus investimentos em coligadas e controladas, o valor do patrimônio líquido das investidas com base nas demonstrações financeiras levantadas na mesma data das demonstrações financeiras da investidora. Ocorrendo a indisponibilidade de demonstrações financeiras por parte da investida em data coincidente à da Investidora há a utilização de demonstrações com defasagem de 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas em conjunto são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre a Companhia e as empresas controladas em conjunto são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

4.4. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, mas que não se configura como uma controlada nem como uma participação em um empreendimento sob controle comum (joint venture). Influência significativa é o poder de participar das decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os resultados ativos e passivos das coligadas são incorporados às demonstrações financeiras com base no método de equivalência patrimonial, pelo qual os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

4.5. Participações em empreendimentos em conjunto (joint ventures)

Uma *joint venture* é um acordo contratual pelo qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da investida requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Os acordos de *joint venture* que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas demonstrações financeiras consolidadas, usando o método de consolidação proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia linha a linha.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as participações em entidades controladas em conjunto são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial.

4.6. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos ou grupos de ativos são classificados como mantidos para venda, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não pelo uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é altamente provável e os ativos ou grupo de ativos estiverem disponíveis para venda imediata em sua condição atual.

Os ativos ou grupo de ativos classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.7. Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber decorrente do curso normal das atividades da Companhia, excluídos descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o seu valor pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos fluirão para a Companhia; e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma de suas atividades.

Compreendem ainda as seguintes:

Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro até o final do período da concessão auferida de modo pro rata e que leva em consideração a taxa de retorno do projeto.

Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção dos ativos da transmissão com base no custo incorrido.

Receita de construção para as expansões, reforços e melhorias da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica não apurando margem na construção.

4.8. Custos de financiamentos e empréstimos

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuíveis diretamente à aquisição, construção ou produção de ativos qualificáveis, os quais levam, necessariamente, um período de tempo substancial para ficarem prontos para uso ou venda pretendida, são acrescentados ao custo de tais ativos até a data em que estiverem prontos para o uso ou a venda pretendidos.

Todos os outros custos com financiamentos e empréstimos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

4.9. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais decorrentes de incentivos fiscais são registradas no resultado do período, como redução do imposto apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente é utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

4.10 Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos.

4.10.1. Impostos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada investida com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

4.10.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (impostos diferidos) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício, entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos no final de cada exercício.

4.10.3. Imposto de renda e contribuição social, correntes e diferidos, do exercício

O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

4.11. Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada. Inclui principalmente os ativos de geração e ativos administrativos.

Os gastos de natureza ambiental com ações e programas realizados até a liberação da primeira licença de operação são registrados no Imobilizado, e os gastos realizados a partir de então passam a ser registrados no resultado do exercício.

A depreciação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel as quais são revisadas periodicamente e aceitas pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

4.12. Ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os softwares corporativos são capitalizados com base nos custos incorridos para aquisição e para fazer com que eles estejam prontos para ser utilizados, amortizados durante sua vida útil estimável.

Os gastos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- É tecnicamente viável concluir o projeto para que ele esteja disponível para uso;
- A administração pretende concluir o projeto e usá-lo ou vendê-lo;
- O produto pode ser vendido ou usado;
- Pode-se demonstrar que é provável que o produto gerará benefícios econômicos;
- Estão disponíveis adequados recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o produto;
- O gasto atribuível ao produto durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

4.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

No fim de cada exercício, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Caso haja tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante de perda, se houver. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

De acordo com a avaliação da Companhia não há indicativo de que os valores contábeis das suas unidades geradoras de caixa ou dos seus ativos intangíveis não serão recuperados nas suas operações futuras.

4.14. Almojarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no Ativo Circulante, bem como aqueles destinados a investimentos, classificados no Ativo Não Circulante/Imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos de provisão para perda, quando aplicável, e não excedem a seus custos de reposição ou valores de realização.

4.15. Instrumentos financeiros

4.15.1. Ativos Financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos a valor justo acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição desse ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras, concessão de serviço público, outros créditos e instrumentos financeiros derivativos por meio de suas controladas em conjunto classificados como instrumentos de *hedge*.

4.15.1.1. Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

• Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros são classificados a valor justo por meio do resultado, quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

• Recebíveis

Recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração desconto na aquisição e taxas ou custos incorridos.

• Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

4.15.1.2. Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expiram;

- A Companhia transfere os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos a um terceiro, por força de um acordo de "repasse"; e (a) A Companhia transfere todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transfere nem retém todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transfere o controle sobre o ativo.

4.15.2. Passivos Financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, financiamentos e empréstimos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de financiamentos e empréstimos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores, financiamentos e empréstimos e instrumentos financeiros derivativos - por intermédio de suas controladas em conjunto, classificados como instrumento de *hedge*, e outras contas a pagar.

4.15.2.1. Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

• Financiamentos e empréstimos

Após o reconhecimento inicial, financiamentos e empréstimos são mensurados pelo custo amortizado, sendo acrescidos de encargos, juros e variações monetárias e/ou cambiais nos termos contratuais, incorridos até a data do balanço.

• Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

• Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de *hedge (hedge accounting)* definidos pelo CPC 38 (IAS 39). Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* efetivos. Ganhos e perdas de passivos mantidos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

4.15.2.2. Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação estiver revogada, cancelada ou expirada. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

4.15.3. Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado, no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando-se técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado, com isenção de interesses; referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

4.15.4. Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de *hedge*

A Companhia, por intermédio de suas controladas em conjunto, firma contratos derivativos com o objetivo de administrar a exposição aos riscos de flutuação de taxas de câmbio e variação do preço da *commodity* alumínio no mercado internacional. De acordo com o preconizado no CPC 38 (IAS 39), o registro destes derivativos deuse através da aplicação da contabilidade de *hedge (hedge accounting)*.

A Companhia não possui contratos derivativos com fins comerciais ou especulativos (nota 39).

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos a valor justo na data em que o contrato de derivativo é firmado, sendo reavaliados subsequentemente também a valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento é positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo é negativo.

A Companhia, para fins de contabilidade de *hedge*, classifica suas relações de *hedge* como "*hedges*" de fluxo de caixa. Desta forma, os ganhos ou perdas resultantes do instrumento de *hedge* que são determinados como eficazes são reconhecidos em outros resultados abrangentes. A parte ineficaz de tais ganhos ou perdas é reconhecida no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de *hedge* à qual deseja aplicar contabilidade de

hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. A documentação inclui a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de *hedge*.

Espera-se que esses *hedges* sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

4.16. Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração foi preparada seguindo as disposições do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado e tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante o exercício, e é apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista nas *IFRS*.

4.17. Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

Destacam-se a seguir as normas, emendas a normas e interpretações *IFRS*, emitidas pelo *IASB*, que ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2011:

- *IFRS 9* – Instrumentos Financeiros;
- *IAS 24* – Divulgação de Partes Relacionadas;
- *IAS 32* – Classificação das Emissões de Direitos;
- *IFRIC 19* – Extinção dos Passivos Financeiros com Instrumentos Patrimoniais;
- *IFRIC 14* – Pagamentos Antecipados de Requerimentos Mínimos de Provento de Fundos;
- *IFRS 1* – Isenção Limitada de Divulgações Comparativas da *IFRS 7* para Adotantes Iniciais;
- Melhorias às *IFRS* emitidas em 2011.

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes às *IFRS* acima citadas, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada dos pronunciamentos *IFRS* está condicionada à aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários.

A Companhia não estimou o impacto dessas novas normas em suas demonstrações financeiras.

Alguns pronunciamentos e interpretações técnicas emitidos pelo CPC, foram revisados pelo referido órgão, com adoção obrigatória a partir do exercício de 2011, entretanto, não foram identificados impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia, decorrentes dessas revisões.

4.18. Benefícios pós-emprego

a) Obrigações de aposentadoria

Os pagamentos a planos de aposentadoria de contribuição definida são reconhecidos como despesa quando os serviços que concedem direito a esses pagamentos são prestados.

No caso dos planos de aposentadoria de benefício definido, o custo da concessão dos benefícios é determinado pelo Método da Unidade de Crédito Projetada com base em avaliação atuarial realizada anualmente no final de cada período. Os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - outros resultados abrangentes, no período em que ocorrem.

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano.

b) Outras obrigações pós-emprego

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes e os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - outros resultados abrangentes, no período em que ocorrem.

4.19. Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período atribuível aos acionistas da Companhia e a quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da quantidade das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41 e da *IAS 33*.

4.20. Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas nos CPC 25 (*IAS 37*) e ICPC 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório, no passivo circulante, e os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como dividendo adicional proposto, no patrimônio líquido.

Os dividendos não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia, conforme previsão legal.

4.21. Demais Práticas Contábeis

a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

Na preparação das presentes Demonstrações Financeiras a Companhia adotou estimativas e premissas baseadas na experiência e em outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que essas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Companhia, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações são incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

- Provisões - São reconhecidas quando um evento gera uma obrigação futura com probabilidade provável de saída de recursos e seu valor pode ser estimado com segurança. Desta forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações financeiras, levando em consideração os riscos e incertezas relacionados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

- Valor recuperável de ativos de longa duração – A Administração da Companhia e de suas controladas adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de impairment, quando necessário. Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados na experiência na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pela Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica.

- Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público – A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito de recebimento integral de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados. Existe discussão de interpretação legal e regulatória sobre a base de determinação do valor indenizável, havendo diferentes interpretações. Com base nas disposições contratuais, interpretações dos aspectos legais e regulatórios, e em parecer de consultor jurídico independente a Companhia adotou a premissa de que será indenizada pelo valor residual contábil no final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos de geração cujos contratos possuem cláusula de indenização, e das operações de transmissão de energia elétrica que foram classificadas no escopo da ICPC 01 (*IFRIC 12*).

- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações Financeiras podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.

- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na Resolução Aneel no 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

b) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

c) Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes, são decorrentes da venda de energia, da disponibilização do sistema de transmissão, de serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do exercício, contabilizados com base no regime de competência.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas na realização dessas contas a receber.

d) Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras em Letras Financeiras do Tesouro - LFT são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional - NTN com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registradas pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustadas ao valor provável de realização, quando aplicável.

e) Cauções e depósitos vinculados

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

f) Ativos indexados

Os ativos indexados estão atualizados até a data do balanço, e os demais demonstrados ao custo, deduzidos de eventuais provisões para perdas.

g) Ativo financeiro – Concessões de serviço público

Refere-se a ativo financeiro a receber no âmbito das concessões de transmissão de energia elétrica pela, Receita Anual Permitida ou por indenização.

O Ativo financeiro - Receita Anual Permitida é o valor estimado de recebimento durante o prazo de concessão.

O Ativo financeiro indenizável refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão (*IFRIC 12*) e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de Concessão. Esses ativos financeiros são remunerados por taxa interna de retorno calculada com base no fluxo de caixa projetado desses investimentos.

h) Patrimônio Líquido

Os Lucros a Realizar decorrentes do saldo credor de correção monetária, apropriados à reserva de lucros a realizar até 1995, são revertidos a Lucros Acumulados, proporcionalmente às baixas e depreciação do Imobilizado e às baixas e amortização do Intangível.

i) Resultado

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene/Sudam, calculada com base no lucro da exploração (nota 34).

j) Receitas e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras são compostas principalmente de juros e variações monetárias e cambiais decorrentes de aplicações financeiras e financiamentos e empréstimo, e são reconhecidas pelo regime de competência.

4.22. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO

4.22.1 - Receita Anual Permitida – RAP

A Receita Anual Permitida - RAP definida no Contrato do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica refere-se ao valor autorizado pela Aneel, mediante resolução, a ser auferido pela Companhia pela disponibilização das instalações do seu Sistema de Transmissão. É composta pela RPB (parcela referente às instalações da Rede Básica) mais a RPC (parcela referente às demais instalações de transmissão e conexões). A RPB ainda está subdividida em RBSE (receita referente aos ativos de transmissão indicados na Resolução Aneel nº 167/2000, para as instalações de transmissão existentes na época), mais RBNI (receita referente aos novos ativos a serem incorporados ao sistema de transmissão da empresa), ambas reajustadas anualmente pelo IGP-M. A RBNI está sujeita a revisão tarifária a cada quatro anos. Nas novas concessões, obtidas em Leilões Públicos de Transmissão, a receita corresponderá ao valor indicado nos lances, sendo fixa e reajustada anualmente pelo IPCA ao longo do período de concessão e está sujeita, também, a revisões tarifárias a cada cinco anos, durante os 30 anos de duração da concessão.

4.22.2. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam o saldo de valores e/ou bens recebidos da União Federal e de Consumidores em geral, em parceria com a Companhia.

4.22.3. Reserva Global de Reversão - RGR

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Lei nº 12.431, de 24/06/2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3,0% da sua receita anual. Sua gestão é exercida pela Eletrobras.

4.22.4. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

4.22.5. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Criada pela Lei nº 7.990/1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% destinam-se aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência, estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Sua gestão está a cargo da Aneel.

4.22.6. Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

Criada pelo Decreto nº 73.102/1973 é paga mensalmente por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do País. Os valores da CCC são fixados anualmente pela Aneel, para cada concessionária, em função do seu mercado, e podem variar conforme a necessidade de uso das usinas termoeletricas. Sua gestão é exercida pela Eletrobras.

4.22.7. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público - UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. Sua gestão está a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobras.

4.22.8. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o programa de P&D estabelece que as concessionárias e permissionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios da Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a Aneel e os próprios agentes.

4.22.9. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos, e sua gestão é exercida pela Aneel.

4.22.10. Encargo de Energia de Reserva - EER

Encargo cobrado de todos os usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, decorrente da comercialização da Energia de Reserva existente a partir do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, com objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN. Em janeiro de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a representar os agentes de consumo dessa energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes (Contratos de Energia de Reserva - CER), pelo recolhimento do encargo e gestão da Conta de Energia de Reserva - CONER. O encargo é apurado de acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas por meio da Resolução Normativa da Aneel nº 385/2009.

4.22.11. Uso de Bem Público

Corresponde aos valores estabelecidos em contrato de concessão para exploração de potencial de energia hidráulica, o qual é registrado pelo valor das retribuições ao Poder Concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente à taxa implícita do projeto.

4.22.12. Ativos e Passivos Regulatórios

A Companhia não reconhece em sua contabilidade os ativos e passivos regulatórios, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos, previstas nas práticas internacionais de contabilidade e no Pronunciamento CPC que define a estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações financeiras.

5 - PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

i) Estas Demonstrações Financeiras foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 (IAS 28), aprovado pela Deliberação CVM nº 605/2009 e incluem a Chesf, suas coligadas e controladas em conjunto, para fins de equivalências patrimoniais e de Consolidação Proporcional, conforme quadro a seguir:

Empresas	Participação direta da Chesf	
	30/11/2011	31/12/2010
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0%	49,0%
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	12,0%
ESBR Participações S.A.	20,0%	20,0%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	19,5%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	24,5%
Manaus Construtora Ltda.	19,5%	19,5%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0%	49,0%
Norte Energia S.A.	15,0%	15,0%
Pedra Branca S.A.	49,0%	49,0%
São Pedro do Lago S.A.	49,0%	49,0%
Sete Gameleiras S.A.	49,0%	49,0%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	-

ii) Os Balanços Patrimoniais e as Demonstrações dos Resultados das coligadas e controladas em conjunto, utilizadas para a determinação do valor da equivalência patrimonial e consolidação proporcional, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18 (IAS 28), em seus itens 24 e 25, são levantadas na mesma data das demonstrações financeiras da investidora. Entretanto, ainda de acordo com os citados pronunciamentos, tornou-se necessária a utilização de demonstrações com defasagem de até 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes, quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes. Desta forma, foram utilizadas as demonstrações financeiras das coligadas e controladas em conjunto de 30 de novembro de 2011. A adoção desse procedimento apresentou, em 2011, um efeito irrelevante de R\$ 5.033 referente ao resultado de um mês (dezembro), estando portanto, mantida a comparabilidade com o exercício anterior.

iii) Principais práticas de consolidação:

a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;

b) Eliminação dos saldos das contas entre a controladora e as suas controladas em conjunto, bem como das contas mantidas entre estas controladas.

Conforme determinação da Instrução CVM nº 408/2004, as demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações do fundo exclusivo, do qual a Companhia é a única quotista, composto em sua maioria de títulos públicos de alta liquidez.

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações financeiras são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

6 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Caixa e depósitos bancários	3.306	9.541	52.594	10.693
Aplicações financeiras	265.332	289.856	511.430	487.300
Total	268.638	299.397	564.024	497.993

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

A Companhia mantém suas aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, em Fundo exclusivo extramercado com carteira composta, em sua maioria, de títulos de emissão do Tesouro Nacional, junto à Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. - BB-DTVM, nos termos da legislação específica para empresas estatais emanada do Decreto-Lei nº 1.290, de 03/12/1973, e da Resolução nº 3.284, de 25/05/2005, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu os mecanismos para as aplicações das empresas públicas e das sociedades de economia mista integrantes da Administração Federal Indireta (nota 7). São operações que têm como características liquidez diária, baixo risco, e neste exercício, obteve remuneração de 11,39%, correspondente a 98,19% do CDI.

As aplicações financeiras incluem operações compromissadas que possuem garantia de recompra diária pela instituição financeira, a uma taxa previamente estabelecida pelas partes, e são lastreadas em títulos públicos (Letras Financeiras do Tesouro - LFT), com rentabilidade média ao DI CETIP ("CDI") e taxas prefixadas.

7 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Origem	Tipo de aplicação	Controladora e Consolidado		31/12/2011	31/12/2010
		Vencimento	Remuneração		
Participações minoritárias			JCP/Dividendos		
	Ações	-		42	42
	Provisão para perdas			(9)	(8)
				33	34
T.D.A.	-	Até 2019	TR + 3% a.a.	7.625	7.523
Tesouro Nacional	NTN-Série P	09/07/2012	TR + 6% a.a.	373	358
	NTN-Série P	09/07/2014	TR + 6% a.a.	178	170
	NTN-Série P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	332	318
				883	846
LFT	Fundo exclusivo	Até 90 dias	11,39% a.a.	914.071	962.306
TOTAL				922.612	970.709
Circulante				917.439	965.124
Não Circulante				5.173	5.585

As ações ordinárias e preferenciais representam, principalmente, participações minoritárias em empresas do Setor de Telecomunicações, estão ajustadas ao provável valor de realização e registradas no Ativo Circulante.

Os Títulos da Dívida Agrária - TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificados como títulos mantidos até o vencimento. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo, possuem vencimentos até 2019.

As Notas do Tesouro Nacional - NTN - Série P são provenientes da venda de títulos de ações representativas de participações minoritárias, depositados no Fundo Nacional de Desestatização - FND, no âmbito do Decreto nº 1.068/1994, e encontram-se registradas no Ativo Não Circulante/Realizável a longo prazo e classificadas como títulos mantidos até o vencimento.

A composição da carteira dos fundos exclusivos refere-se substancialmente a títulos públicos federais (LFTs) e está classificada no quadro acima conforme a sua natureza.

8 – CLIENTES

Os créditos a receber de curto e longo prazos decorrentes da venda de energia e da disponibilização do sistema de transmissão apresentam o seguinte perfil:

	Controladora					
	A vencer	Vencidos			Total	
		Até 90 dias	Há mais de 90 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores industriais:						
Comerc. de energia – Contratos	70.550	4.653	78.234	82.887	153.437	139.423
Concessionárias e Permissonárias:						
Comerc. de energia – Contratos	388.888	14.809	78.035	92.844	481.732	591.861
Comercialização na CCEE	29.091	-	-	-	29.091	64.463
Conexão ao sistema de transmissão	7.792	705	13.256	13.961	21.753	17.501
Sistema de transmissão	140.610	1.964	19.144	21.108	161.718	129.066
(-)Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(102.454)	(102.454)	(102.454)	(85.339)
	636.931	22.131	86.215	108.346	745.277	856.975
	Consolidado					
	A vencer	Vencidos			Total	
		Até 90 dias	Há mais de 90 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores industriais:						
Comerc. de energia – Contratos	70.550	4.653	78.234	82.887	153.437	139.423
Concessionárias e Permissonárias:						
Comerc. de energia – Contratos	388.888	14.809	78.035	92.844	481.732	591.861
Comercialização na CCEE	29.091	-	-	-	29.091	64.463
Conexão ao sistema de transmissão	7.792	705	13.256	13.961	21.753	17.501
Sistema de transmissão	147.450	2.001	19.440	21.441	168.891	136.233
(-)Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(102.454)	(102.454)	(102.454)	(85.339)
	643.771	22.168	86.511	108.679	752.450	864.142

• PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

	Controladora e Consolidado			
	31/12/2010	Provisão	Reversão	31/12/2011
Consumidores industriais	(81.084)	(17.172)	106	(98.150)
Concessionárias e Permissonárias	(862)	(782)	-	(1.644)
Outras	(3.393)	-	733	(2.660)
Circulante	(85.339)	(17.954)	839	(102.454)

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

• CRÉDITOS RENEGOCIADOS

Parte dos créditos a receber antes relacionados sofreu renegociação conforme a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Companhia Energética do Piauí S.A.	3.064	58.026
Ligas do Brasil S.A.	14.228	11.199
Celipa S.A.	4.975	-
Santana Têxtil	1.384	-
	23.651	69.225
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.228)	(11.199)
Total	9.423	58.026

Os créditos de energia renegociados têm as seguintes características:

- Companhia Energética do Piauí S.A.** - Cepisa, controlada da Eletrobras – Termo de Reconhecimento e Pagamento de Dívida nº 001/2007, firmado em 01/07/2007, no montante de R\$ 121.569, pagável em 52 parcelas mensais, a partir de 03/09/2007, com correção pelo IGP-M mais juros de 1% a.m.
- Ligas do Brasil S.A. – Libra** – Termo de Confissão de Dívida firmado entre a Chesf e a Ligas do Brasil S.A. – Libra, datado de 01/09/2004, no montante de R\$ 3.423, com pagamento em 36 parcelas mensais, vencíveis a partir de 25/09/2004, corrigidas pela Selic, mais juros de 1% a.m.. As parcelas vencidas desde novembro/2005, estavam em fase de cobrança judicial por meio do Processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001, movido na Justiça Estadual de Pernambuco, na 24ª Vara Cível da Capital. Em razão do Acordo firmado entre a Chesf e a Libra, foi pedida a extinção do processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001 que se operou em 05/05/2010. Contudo, tal transação referiu-se apenas às faturas de consumo de energia elétrica vincendas a partir de maio de 2010. Foi interposta, pela Chesf, nova Ação Ordinária de cobrança que tramita na 17ª vara civil da capital, sob o nº 00282992-95.2010.8.17.0001, objetivando a recuperação de créditos relativos a faturas atrasadas. A Companhia manteve, no exercício, o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.
- Celipa S.A.** - Termo de Reconhecimento e Pagamento de Dívida 011/2011, datado de 09/12/2011, no montante de R\$ 7.380, pagável em três parcelas, corrigidas pelo IPCA mais juros de 1% a.m..
- Santana Têxtil** - Termo de Reconhecimento e Pagamento de Dívida 010/2011, datado de 07/12/2011, no montante de R\$ 1.823, pagável em quatro parcelas, corrigidas pelo IGP-M mais juros de 1% a.m..

9 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Tributos a recuperar	12.898	26.175	21.964	29.497
	12.898	26.175	21.964	29.497
Não Circulante				
Tributos a recuperar	189.545	176.416	256.073	216.657
Ativos fiscais diferidos	376.758	308.542	404.077	329.080
	566.303	484.958	660.150	545.737
	579.201	511.133	682.114	575.234

b) Tributos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
IRPJ/CSLL	874	1.726	6.654	1.780
IR Fonte	82	82	2.721	3.329
Finsocial	1.717	1.611	1.717	1.611
PIS/Pasep	1.613	2.018	1.633	2.020
Cofins	7.430	9.295	7.514	9.300
Outros	1.182	11.443	1.725	11.457
	12.898	26.175	21.964	29.497
Não Circulante				
IR Fonte	-	-	707	362
Finsocial	12.020	11.280	12.020	11.280
PIS/Pasep	-	-	11.741	7.115
Cofins	177.525	165.136	231.605	197.900
	189.545	176.416	256.073	216.657
	202.443	202.591	278.037	246.154

PIS/Pasep e Cofins – Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo

O Supremo Tribunal Federal – STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1o do artigo 3o da Lei no 9.718/1998, que ampliou a base de cálculo do PIS/Pasep e da Cofins e deu novo conceito ao faturamento, que passou a abranger todas as receitas auferidas pela pessoa jurídica, independentemente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

A referida decisão somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

Com base no Código Tributário Nacional – CTN, a Companhia ingressou, em junho/2005, com recurso administrativo na Receita Federal do Brasil, com o fim de obter o reconhecimento do direito e a restituição dos valores pagos a maior, em decorrência da declaração de inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, pelo STF.

Com o indeferimento do citado recurso pela Receita Federal do Brasil, a Companhia ingressou com duas ações judiciais ordinárias para a recuperação desses créditos de PIS/Pasep e da Cofins.

Na ação em que se discutia o alargamento da base de cálculo da Cofins, a Companhia logrou êxito na empreitada judicial e já houve o trânsito em julgado da questão. Consubstanciada na opinião dos seus consultores jurídicos sobre essa ação judicial, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico no 05/2009 do Ibracon e no Pronunciamento Técnico CPC 25 (IAS 37), aprovado pela Deliberação CVM no 594/2009, a Companhia registrou contabilmente no grupo de tributos a recuperar, o montante estimado de crédito pleiteado, a valor original corrigido, correspondente a R\$ 177.525, os quais serão compensados com tributos federais devidos pela Companhia, após o posicionamento do Poder Judiciário sobre o valor atualizado da questão.

Com relação à ação em que se discute o alargamento da base de cálculo do PIS/Pasep, relativo ao período de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, o processo encontra-se no Tribunal Regional Federal, 5ª Região, aguardando um pronunciamento sobre o litígio. A Companhia possui um crédito fiscal potencial decorrente dessa ação, não reconhecido contabilmente, que, atualizado até o final do exercício corresponde a R\$ 25.728.

c) Ativos fiscais diferidos

• Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Ativo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nos 595 e 599, ambas de 15/09/2009, ativos diferidos, no montante de R\$ 376.758, resultantes de diferenças temporárias, conforme distribuição a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Diferenças temporárias				
. Portaria DNAME nº 250/1985 – efeito credor em 1994*	77.077	82.544	77.077	82.544
. Provisões para contingências	416.076	274.386	416.076	274.386
. Provisão para créditos de liquidação duvidosa	102.454	94.714	102.454	94.714
. Provisão para perdas – estudos e projetos	10.882	42.039	10.882	42.039
. Programa de incentivo ao desligamento de pessoal	-	53.355	-	53.355
. Participação nos Lucros ou Resultados	102.451	91.241	102.451	91.241
. Ajustes iniciais decorrentes da Lei nº 11.638/2007	-	-	13.627	-
. Provisão Seguro de Vida – Avaliação Atuarial	81.922	81.921	81.922	81.921
. Adoção das novas práticas – BRGAAP	714.357	430.075	714.357	430.075
. Outras provisões	17.243	16.225	51.618	24.127
	1.522.462	1.166.500	1.570.464	1.174.402
Prejuízo fiscal	-	-	32.543	51.765
Base negativa da contribuição social	-	-	32.543	51.765
Créditos Fiscais				
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	246.673	210.986	258.674	213.021
. Imposto de renda sobre prejuízo fiscal	-	-	8.087	13.067
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	130.085	97.556	134.405	98.288
. Contribuição social sobre base negativa	-	-	2.911	4.704
Não Circulante	376.758	308.542	404.077	329.080

*Somente referente ao imposto de renda.

Tais efeitos tributários contemplam a aplicação das seguintes alíquotas: 9% para a Contribuição social e para o Imposto de renda; 6,25% para os ajustes e reclassificações da adoção dos novos pronunciamentos contábeis - tendo em vista que influirão no cálculo do incentivo fiscal -; e para as demais diferenças temporárias a alíquota de 15% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%, em conformidade com a Lei nº 9.430, de 30/12/1996.

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, provenientes de diferenças temporárias - efeitos inflacionários registrados no Ativo Imobilizado, Portaria DNAEE nº 250/1985, provisões para contingências, provisões para créditos de liquidação duvidosa, provisão para perdas - estudos e projetos, programa de incentivo ao desligamento de pessoal, participações nos lucros ou resultados, provisão para seguro de vida e adoções das novas práticas contábeis (BRGAAP), serão utilizados de acordo com a realização do Ativo Imobilizado, o desfecho das ações judiciais, o ressarcimento e a arrecadação de clientes, conclusão ou destinação dos estudos e projetos, desligamentos e desistências, pagamentos aos funcionários e pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33 (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 600, de 07/10/2009, respectivamente.

A realização desses ativos foi estimada conforme tabela abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	36.200	37.722
2013 à 2015	4.101	7.182
Após 2015	336.457	359.173
	376.758	404.077

• REGIME TRIBUTÁRIO DE TRANSIÇÃO - RTT

O RTT, instituído pela Medida Provisória nº 449/2008, convertida na Lei nº 11.941/2009, por meio do qual as apurações do IRPJ, da CSLL, do PIS/Pasep e da Cofins, continuam a ser determinadas pelos métodos e critérios contábeis definidos pela Lei nº 6.404/1976, vigentes até 31 de dezembro de 2007. Desta forma, o imposto de renda e a contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas advindas da Lei nº 11.638/2007 e das normas antes mencionadas, foram registrados nestas Demonstrações Financeiras, quando aplicáveis, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) e a Instrução CVM nº 371/2002.

Esse regime terá vigência até a entrada em vigor de lei que discipline os efeitos fiscais das novas práticas contábeis, buscando a neutralidade tributária.

10 – ALMOXARIFADO

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Matéria-prima para a produção de energia elétrica	6.511	7.235
Material		
Almoxarifado	57.026	55.869
Destinado a alienação	16.363	24.806
Outros	2.845	1.375
	76.234	82.050
Compras em curso	1.979	1.980
Adiantamentos a fornecedores	374	298
	85.098	91.563

11 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Cauções e outros depósitos vinculados	11.003	12.003	36.297	54.731
	11.003	12.003	36.297	54.731
Não Circulante				
Depósitos vinculados a litígios	267.930	213.430	269.401	218.368
Cauções e outros depósitos vinculados	27.855	41.129	33.022	44.086
	295.785	254.559	302.423	262.454
	306.788	266.562	338.720	317.185

b) Depósitos vinculados a litígios

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Trabalhistas	114.121	108.044	114.122	108.044
Cíveis	80.701	60.233	82.171	61.703
Fiscais	73.108	45.153	73.108	48.621
	267.930	213.430	269.401	218.368

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2011, na controladora, R\$ 188.457 estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas e cíveis, com risco de perda provável, demonstrados na nota 24.

c) Cauções e outros depósitos vinculados

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Cauções referentes a leilões de energia elétrica	11.000	12.000	11.000	12.000
Carta de crédito BB	-	-	25.283	-
Aplicações <i>time deposit</i>	-	-	-	42.722
Outros	3	3	14	9
	11.003	12.003	36.297	54.731
Não Circulante				
Carta de crédito BNB	26.773	23.933	26.773	23.933
Garantia contratual BNB	1.082	1.082	1.082	1.082
Reserva de contrato BNDES	-	-	1.300	1.196
Carta de crédito BB	-	-	3.867	1.761
Depósito para o incentivo de reinvestimento	-	16.114	-	16.114
	27.855	41.129	33.022	44.086
	38.858	53.132	69.319	98.817

12 – ATIVO FINANCEIRO - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, firmados com o Poder Concedente - Governo Federal representado pela Aneel -, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do Poder Concedente.

A tarifação da transmissão é controlada pela Aneel, reajustada anualmente e revisada a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, considerando tanto os investimentos efetuados pela Companhia como sua estrutura de custos e despesas. A cobrança dos serviços é feita diretamente aos usuários das linhas de transmissão, pelo faturamento da Receita Anual Permitida - RAP ajustada mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS via avisos de créditos.

A geração de energia elétrica tem sua receita e sistema de arrecadação mediante a definição de preço e a comercialização de energia elétrica se dá por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica, firmados com consumidores industriais diretamente atendidos pela Companhia, de contratos oriundos de leilões de energia elétrica, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e de leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados por comercializadores ou consumidores livres. As eventuais diferenças entre as energias geradas e vendidas na forma dos contratos descritos, são comercializadas no mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

Os prazos e outras informações sobre as concessões estão descritas na nota 2.

A ICPC 01 (IFRIC 12) e a OCPC 05 orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração dos direitos e obrigações relacionados aos contratos de concessão desses serviços.

A ICPC 01 (IFRIC 12) aplica-se aos contratos de concessão público-privados nos quais o Poder Concedente:

- Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- Controla/detém interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Nos termos da ICPC 01 (IFRIC 12) uma concessão público-privada deve apresentar as seguintes características:

- Existe uma infraestrutura subjacente à concessão, a qual é utilizada para prestar serviços;
- Existe um acordo/contrato entre o concedente e o operador;
- O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, diretamente do concedente, dos utilizadores das infraestruturas, ou de ambos;
- As infraestruturas são transferidas para o concedente no final da concessão, de forma gratuita ou onerosa.

No negócio de Geração de energia, a ICPC 01 (IFRIC 12) não é aplicável, sendo sua infraestrutura classificada no Ativo Imobilizado.

No negócio de Transmissão de energia elétrica, a ICPC 01 (IFRIC 12) é aplicável com a utilização do Modelo Financeiro.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Companhia e suas controladas em conjunto reconheceram um Ativo Financeiro correspondente à remuneração pelo uso da infraestrutura e um Ativo Financeiro indenizável correspondente ao valor devido pelo Poder Concedente.

A Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2011, R\$ 4.245.062 como contas a receber do Poder Concedente, referente ao montante esperado de recebimento ao final das concessões (R\$ 3.970.371, em 31 de dezembro de 2010). Os valores dos ativos financeiros a serem recebidos durante a concessão (Ativo financeiro - RAP) foram reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos Ativos Financeiros - concessão do serviço público e o Ativo financeiro - indenizável, sendo que este representa o valor residual dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços de concessão no término do contrato.

O valor justo do ativo financeiro é apurado por meio do fluxo de caixa dos contratos, que contemplam as entradas de caixa previstas através da Receita Anual Permitida - RAP, deduzida da parcela correspondente a remuneração dos custos com operação e manutenção dos ativos, além da indenização prevista ao término do contrato de concessão, ajustado pela correspondente taxa interna de retorno.

Em 2011, esses ativos financeiros tiveram a seguinte movimentação:

Transmissão	Controladora				Saldo 31/12/2011
	Saldo 31/12/2010	Movimentação			
		Ingressos	Atualização	Amortização	
Ativo financeiro indenizável	3.970.371	274.691	-	-	4.245.062
Ativo financeiro - RAP	1.705.721	306.398	617.491	(802.691)	1.826.919
Total	5.676.092	581.089	617.491	(802.691)	6.071.981

Transmissão	Consolidado				Saldo 31/12/2011
	Saldo 31/12/2010	Movimentação			
		Ingressos	Atualização	Amortização	
Ativo financeiro indenizável	3.982.522	308.570	-	-	4.291.092
Ativo financeiro - RAP	2.346.248	634.698	702.196	(873.998)	2.809.144
Total	6.328.770	943.268	702.196	(873.998)	7.100.236

13 – OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Adiantamentos a empregados	19.125	16.849	19.344	16.869
Reserva Global de Reversão	-	474	-	474
Financiamentos a terceiros	2.323	227	2.323	227
Alienações em curso	7.889	7.898	7.891	7.898
Desativações em curso	18.098	29.353	18.233	29.489
Prêmios de seguros	2.914	3.084	8.023	7.261
Gastos reembolsáveis	4.432	3.263	4.432	3.263
Alienações de bens e direitos	1.473	1.486	1.473	1.488
Adiantamentos a fornecedores	8.490	5.771	8.693	5.809
Adiantamentos à Eletropar	5.279	5.279	5.279	5.279
Dividendos a receber	13.293	676	4.252	-
Serviços prestados a terceiros	6.335	4.144	21.556	4.144
Serviços em cursos	92.244	80.642	93.354	80.915
Outros	7.839	6.190	9.528	8.697
	189.734	165.336	204.381	171.813
Não Circulante				
Adiantamentos à Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
FGTS - Conta-Empresa	3.926	3.764	3.926	3.765
Prêmios de seguros	-	-	13.171	16.000
Bens destinados a alienação	12.122	11.107	12.128	11.113
Reserva Global de Reversão	9.965	-	9.965	-
Outros	13.228	5.189	13.242	5.193
	40.697	21.516	53.888	37.527
Total	230.431	186.852	258.269	209.340

14 – INVESTIMENTOS

Composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
1. Participações societárias				
<u>Coligada</u>				
Energética Águas da Pedra S.A.	75.638	61.286	75.638	61.286
<u>Controladas em conjunto</u>				
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	195.267	193.244	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	31.692	28.530	-	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	179.878	61.574	-	-
ESBR Participações S.A.	554.408	412.001	-	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	122.268	(18.187)	-	-
Manaus Construtora Ltda.	6.392	5.949	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	15.235	13.018	-	-
Norte Energia S.A.	217.672	26.669	-	-
Pedra Branca S.A.	1.737	158	-	-
São Pedro do Lago S.A.	1.803	157	-	-
Sete Gameleiras S.A.	1.850	158	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	980	-	-	-
	1.404.820	784.557	75.638	61.286
<u>Outras participações</u>	535	550	535	550
	1.405.355	785.107	76.173	61.836
2. Outros Investimentos				
Bens e direitos para uso futuro – Estudos e projetos	2.250	2.250	2.250	2.250
Outros	1.093	1.089	1.093	1.089
	3.343	3.339	3.343	3.339
Total	1.408.698	788.446	79.516	65.175

STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

Em conformidade com a política do Governo Federal de atrair capitais privados, com o objetivo de incrementar os investimentos no Setor Elétrico, e na forma estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, o Consórcio AC Transmissão, formado pela Chesf e pela Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, atual Alupar Investimentos S.A., participou do Leilão nº 001/2003-ANEEL para a outorga de concessão de linhas de transmissão, vencendo o lote C, correspondente à linha de transmissão de 500 kV, Teresina-PI/Sobral e Fortaleza-CE, com 546 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 005/2004 ANEEL, firmado em 18 de fevereiro de 2004, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos.

Neste sentido, foi constituída a empresa STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., em 27/10/2003, com o objetivo de construir e operar a referida linha de transmissão, cabendo à Alupar 51% e à Chesf 49% na participação acionária da STN. O empreendimento foi concluído em dezembro/2005 e a operação comercial iniciada em janeiro/2006.

Ainda no âmbito desta parceria, a Chesf mantém com a STN contratos para operação e manutenção da referida linha de transmissão, tendo auferido no referido exercício de 2011 receita pela prestação desses serviços no montante de R\$ 2.055. A Companhia também registrou, no mesmo período, resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 28.314.

Integração Transmissora de Energia S.A.

A Companhia também possui parceria na atividade de transmissão de energia com a empresa Integração Transmissora de Energia S.A., constituída em 20/12/2005, com participação de 12% do capital, cujo objeto social é a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, composto pela linha de transmissão de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de linha e instalações vinculadas, nos termos do Contrato de Concessão nº 002/2006 - ANEEL, firmado com o Poder Concedente, em 27/04/2006, por meio da Aneel, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. A referida empresa possui capital autorizado de R\$ 150 milhões, em ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. Os demais participantes da sociedade são: Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia - FIP, com 51%, e Eletronorte, com 37%. A sua operação comercial teve início em 30/05/2008. A Companhia registrou no exercício de 2011 resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 3.095.

Energética Águas da Pedra S.A.

Ainda no âmbito dos investimentos a Companhia mantém como coligada na atividade de geração de energia a empresa Energética Águas da Pedra S.A., constituída em 03/04/2007, na qual possui participação de 24,5%, juntamente com a Eletronorte (24,5%) e a Neoenergia S.A. (51,0%). A referida empresa teve origem no Consórcio Aripuanã, ganhador do Leilão nº 004/2006-ANEEL, realizado em 10/10/2006, relativo à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos com posterior outorga de concessão dentro do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, para implantação da Usina Hidrelétrica Dardanelos - UHE Dardanelos, com investimento de R\$ 738 milhões. A UHE Dardanelos foi implantada no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW e energia assegurada total de 154,9 MW médios, para suprir o município de Aripuanã e, posteriormente, o Sistema Interligado Nacional - SIN. As primeiras máquinas entraram em operação em 2011, tendo sido comercializados 147 MW médios para o período de 2011 a 2041. O prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos a partir de 03/07/2007, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. A Companhia registrou no exercício de 2011 resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 18.604.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

A Companhia também participa da empresa, Interligação Elétrica do Madeira S.A., na atividade de transmissão, criada a partir do Leilão ANEEL - 007/2008, da qual possui 24,5% do capital social, juntamente com as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., com 24,5%, e a CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, 51%. A referida sociedade, constituída em 18/12/2008, tem por objeto a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, especificamente das LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP) número 01, em CC, +/- 600 kV, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV - 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV - 2.950 MW e demais obras complementares, nos termos dos Contratos de Concessão nº 13/2009-ANEEL e nº 15/2009-ANEEL. A Companhia realizou no exercício de 2011 aportes de capital na coligada no montante de R\$ 107.432 e registrou resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 10.872.

ESBR Participações S.A.

A Companhia possui participação de 20% no capital social da empresa ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, coligada em conjunto da atividade de geração, juntamente com as empresas Suez Energy South America Participações Ltda., 50,1%, Eletrosul Centrais Elétricas S.A., 20%, e a Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A., 9,9%. A ESBR Participações S.A. passou a deter a totalidade das ações da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., a partir de maio/2009. A Companhia associou-se às empresas mencionadas para participar do Leilão nº 005/2008-ANEEL, que deu origem à empresa Energia Sustentável do Brasil S.A. com o objetivo de obter a concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau - UHE Jirau -, no Rio Madeira, município de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, com potência a ser instalada mínima de 3.750 MW, e entrada em operação prevista para 2013. O prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos a partir de 13/08/2008, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2008 - MME-UHE JIRAU. A Companhia realizou no exercício de 2011 aporte de capital nesta coligada no montante de R\$ 142.800 e registrou resultado negativo de equivalência patrimonial líquido de outros resultados abrangentes no montante de R\$ 393.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

Empresa criada a partir do Consórcio Amazonas e constituída em 22/04/2008 para a implantação das linhas de transmissão de 500 kV Oriximiná (PA) - Itacoatiara (AM), com extensão aproximada de 374 km, e Itacoatiara (AM) - Cariri (AM), com 212 km de extensão aproximada; construção da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) em 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) em 500/230 kV (1.800 MVA), conforme Contrato de Concessão nº 010/2008 - ANEEL, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos, a partir de 16/10/2008, data da assinatura do contrato. A Companhia possui participação de 19,5% no capital social da referida empresa, juntamente com as empresas Abengoa Holding, da Espanha, com 50,5%, e a Eletronorte, com 30%. O investimento total orçado é de R\$ 1.421 milhões, com início de operação previsto para maio/2012. A Companhia registrou, no exercício de 2011, receita pela prestação de serviços num montante de R\$ 1.722, oriundos de contratos firmados com a referida empresa. No mesmo período a Chesf realizou aporte de capital nessa controlada no montante de R\$ 148.029 e registrou resultados negativos de equivalência patrimonial líquido, de outros resultados abrangentes, no montante de R\$ 7.574.

Manaus Construtora Ltda.

Em 30 de janeiro de 2009, foi constituída a empresa Manaus Construtora Ltda., da qual a Companhia é sócia com 19,5%, em conjunto com a Abengoa Holding, com 50,5%, e a Eletronorte, com 30%. Essa empresa tem como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. A Companhia registrou no exercício de 2011 resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 8.875.

TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

A Companhia participou do Consórcio Nordeste de Transmissão de Energia, vencedor do Lote C do Leilão nº 005/2009, promovido pela Aneel, em 27 de novembro de 2009, objetivando a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da linha de transmissão São Luiz II - São Luiz III, em 230 kV, localizada no estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500 kV, e Aquiraz II, em 230 kV, localizadas no estado do Ceará. A partir desse consórcio, em 12 de janeiro de 2010, foi constituída a empresa TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A., com sede na cidade do Recife, capital do estado de Pernambuco, da qual a Chesf participa com 49% e a ATP Engenharia Ltda. com 51%. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, a partir

de 12 de julho de 2010, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 004/2010 ANEEL, com investimento previsto de R\$ 240 milhões. A Companhia registrou no exercício de 2011 resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 2.217.

Norte Energia S.A.

A Companhia possui investimento na empresa Norte Energia S.A. constituída em 21/07/2010, a partir do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão nº 006/2009-ANEEL, cujo objeto foi a concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, da qual a Chesf participa com 15,00%, juntamente com a Eletrobras, 15,00%; Eletronorte, 19,98%; Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, 10,00%; J. Malucelli Energia S.A., 0,25%; Vale S.A., 9,00%; Caixa FIP Cevix, 5,00%; Sinobras – Siderúrgica Norte Brasil S.A., 1,00%; Fundação dos Economistas Federais - Funcef, 5,00%, Belo Monte Participações S.A., 10,00%; e Amazônia Energia Participações S.A., 9,77%. A UHE Belo Monte será instalada no Rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no Pará. A capacidade mínima a ser instalada é de 11.233,1 MW, garantia física de 4.571 MW médios e reservatório com área de 516 quilômetros quadrados, com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 26 de agosto de 2010. A Companhia realizou no exercício de 2011 aporte de capital nessa empresa no montante de R\$ 192.000 e registrou resultado negativo de equivalência patrimonial de R\$ 997.

Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gêmeiras

A Companhia é participante das empresas Pedra Branca S.A., São Pedro do Lago S.A. e Sete Gêmeiras S.A., constituídas em 07/10/2010, a partir dos consórcios Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gêmeiras, vencedores do Leilão ANEEL nº 007/2010, cujo objeto foi a contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, com entrada em operação comercial prevista para janeiro de 2013 e prazo de duração de trinta e cinco anos, proveniente de três parques eólicos localizados na região nordeste – EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago e EOL Sete Gêmeiras -, formados pela Chesf, com participação de 49%, e Brennand Energia, com 51%, e capacidade para gerar 30,0 MW, cada. A Companhia realizou no exercício de 2011 aportes no capital dessas SPes, nos valores de R\$ 1.758, R\$ 1.790 e R\$ 1.850, respectivamente. Também registrou equivalência patrimonial negativa de R\$ 179, R\$ 144 e R\$ 158, respectivamente.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

A Companhia participou do Consórcio Extremoz, vencedor do Lote A do Leilão nº 001/2011, promovido pela Aneel, em 10 de junho de 2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV, e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. A partir desse consórcio, em 07/07/2011, foi constituída a empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. composta pela Chesf, com participação de 49% e pela CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista com 51%. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos para as instalações de transmissão que compõem a Rede Básica do SIN e de 18 anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, contados a partir de 13 de outubro de 2011, conforme Contrato de Concessão nº 008/2011 ANEEL.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

A partir do Consórcio Garanhuns, vencedor do Lote L do Leilão nº 004/2011, promovido pela Aneel, em 02 de setembro de 2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, foi constituída a empresa Interligação Elétrica Garanhuns S.A., em 22/09/2011, composta pela Chesf com participação de 49% e pela CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista com 51%. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, cuja homologação e adjudicação foi publicada em 06/10/2011. A Companhia realizou, no exercício de 2011, aporte de capital nessa SPE no montante de R\$ 980.

Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II.

A Companhia, em consórcio com a empresa francesa Voltalia, venceu o Leilão nº 007/2011, promovido pela Aneel, em 20 de dezembro de 2011, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas são Junco I e II, de 30 MW, cada, e Caiçara I e II, de 30MW e 21MW, respectivamente. As usinas eólicas serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, no Estado do Ceará e totalizarão 111,6 MW de potência instalada, com um investimento da ordem de R\$ 370 milhões, tendo a entrada em operação prevista para até janeiro de 2016. A participação da Companhia nesses quatro projetos eólicos será de 49% e 51% da empresa francesa Voltalia, por meio de SPes em fase de constituição.

Equivalência Patrimonial

Coligada e controladas em conjunto	Participação (%)	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2011	Equivalência Patrimonial	Outros Resultados Abrangentes
Coligada						
Energética Águas da Pedra S.A.	24,5	75.638	308.726	75.935	18.604	-
Controladas em conjunto						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0	195.267	398.504	57.784	28.314	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0	31.692	264.102	25.792	3.095	-
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	24,5	179.878	734.196	44.376	10.872	-
ESBR Participações S.A.	20,0	554.408	2.772.041	(18.230)	(3.646)	3.253
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5	122.268	627.014	(41.231)	(8.040)	466
Manaus Construtora Ltda.	19,5	6.392	32.782	45.513	8.875	-
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0	15.235	31.092	4.524	2.217	-
Norte Energia S.A.	15,0	217.672	1.451.146	(6.647)	(997)	-
Pedra Branca S.A.	49,0	1.737	3.544	(365)	(179)	-
São Pedro do Lago S.A.	49,0	1.803	3.679	(294)	(144)	-
Sete Gêmeiras S.A.	49,0	1.850	3.776	(322)	(158)	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0	980	2.000	-	-	-

Demonstração da Movimentação dos Investimentos

Coligada e controladas em conjunto	31/12/2010	Aumento de Capital	Equivalência Patrimonial	Outros Resultados Abrangentes	Dividendos	31/12/2011
Coligada						
Energética Águas da Pedra S.A.	61.286	-	18.604	-	(4.252)	75.638
Controladas em conjunto						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	193.244	-	28.314	-	(26.291)	195.267
Integração Transmissora de Energia S.A.	28.530	-	3.095	-	67	31.692
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	61.574	107.432	10.872	-	-	179.878
ESBR Participações S.A.	412.001	142.800	(3.646)	3.253	-	554.408
Manaus Transmissora de Energia S.A.	(18.187)	148.029	(8.040)	466	-	122.268
Manaus Construtora Ltda.	5.949	-	8.875	-	(8.432)	6.392
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	13.018	-	2.217	-	-	15.235
Norte Energia S.A.	26.669	192.000	(997)	-	-	217.672
Pedra Branca S.A.	158	1.758	(179)	-	-	1.737
São Pedro do Lago S.A.	157	1.790	(144)	-	-	1.803
Sete Gêmeiras S.A.	158	1.850	(158)	-	-	1.850
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	980	-	-	-	980
TOTAL	784.557	596.639	58.813	3.719	(38.908)	1.404.820

Resumo das Demonstrações Financeiras das Empresas Coligada e Controladas em Conjunto

BALANÇO PATRIMONIAL

Empresas	2011								2010							
	Ativo				Passivo				Ativo				Passivo			
	Não Circulante				Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Não Circulante				Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
	Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos	Total					Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos	Total				
Energética Águas da Pedra	62.431	1.723	797.135	861.289	70.696	481.867	308.726	861.289	24.156	1.397	770.053	795.606	39.148	506.311	250.147	795.606
ESBR Participações	960.849	416.106	8.625.357	10.002.312	549.213	6.681.058	2.772.041	10.002.312	1.020.957	299.345	5.304.069	6.624.371	320.032	4.244.333	2.060.006	6.624.371
STN	157.937	520.576	847	679.360	29.101	251.755	398.504	679.360	151.915	520.798	3.847	676.560	24.820	257.365	394.375	676.560
Integração Transmissora de Energia	103.176	515.519	-	618.695	47.025	307.568	264.102	618.695	86.710	532.988	-	619.698	46.195	335.749	237.754	619.698
Interligação Elétrica do Madeira	154.030	1.477.496	331	1.631.857	869.739	27.922	734.196	1.631.857	19.641	600.913	284	620.838	364.455	5.062	251.321	620.838
Manaus Transmissora	100.693	1.357.311	-	1.458.004	816.587	14.403	627.014	1.458.004	53.796	660.271	-	714.067	779.801	27.532	(93.266)	714.067
Manaus Construtora	83.762	-	-	83.762	50.980	-	32.782	83.762	33.221	-	-	33.221	2.714	-	30.507	33.221
TDG	32.253	73.763	110	106.126	68.735	6.299	31.092	106.126	1.730	24.797	104	26.631	62	-	26.569	26.631
Norte Energia	407.209	34.448	2.468.397	2.910.054	1.313.891	145.017	1.451.146	2.910.054	81.512	27.880	202.871	312.263	147.076	-	165.187	312.263
Pedra Branca	1.099	14	23.364	24.477	20.929	4	3.544	24.477	264	-	74	338	15	-	323	338
São Pedro do Lago	919	18	24.367	25.304	21.625	-	3.679	25.304	245	-	93	338	16	-	322	338
Sete Gameleiras	1.011	14	26.418	27.443	23.667	-	3.776	27.443	254	-	86	340	16	-	324	340
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	2.000	-	-	2.000	-	-	2.000	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.067.369	4.396.988	11.966.326	18.430.683	3.882.188	7.915.893	6.632.602	18.430.683	1.474.401	2.668.389	6.281.481	10.424.271	1.724.350	5.376.352	3.323.569	10.424.271

Obs.: Data-base das demonstrações conforme nota 5.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Empresas	2011								2010							
	Receita Operacional Líquida	Despesa Operacional	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I.Renda e Cont. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício	Receita Operacional Líquida	Despesa Operacional	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I.Renda e Cont. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício
Energética Águas da Pedra	155.416	(61.819)	93.597	(12.666)	80.931	(4.996)	-	75.935	-	(1.920)	(1.920)	(88)	(2.008)	660	-	(1.348)
ESBR Participações	87	(32.095)	(32.008)	4.445	(27.563)	9.333	-	(18.230)	-	(31.588)	(31.588)	3.238	(28.350)	13.592	-	(14.758)
STN	114.658	(17.012)	97.646	(27.524)	70.122	(21.399)	9.061	57.784	124.521	(21.570)	102.951	(24.098)	78.853	(20.743)	9.769	67.879
Integração Transmissora de Energia	68.616	(10.342)	58.274	(26.146)	32.128	(10.746)	4.410	25.792	73.600	(13.953)	59.647	(30.061)	29.586	(11.422)	5.540	23.704
Interligação Elétrica do Madeira	875.174	(807.938)	67.236	-	67.236	(22.860)	-	44.376	508.244	(495.467)	12.777	(3)	12.774	(4.344)	-	8.430
Manaus Transmissora	695.086	(678.888)	16.198	(72.946)	(56.748)	15.517	-	(41.231)	416.562	(403.951)	12.611	(82.351)	(69.740)	23.683	-	(46.057)
Manaus Construtora	73.715	(21.024)	52.691	997	53.688	(8.175)	-	45.513	44.955	(10.194)	34.761	1.149	35.910	(5.404)	-	30.506
TDG	73.763	(71.062)	2.701	4.153	6.854	(2.330)	-	4.524	-	(688)	(688)	156	(532)	-	-	(532)
Norte Energia	-	(46.676)	(46.676)	37.645	(9.031)	2.384	-	(6.647)	-	(7.245)	(7.245)	3.878	(3.367)	1.144	-	(2.223)
Pedra Branca	-	(410)	(410)	61	(349)	(16)	-	(365)	-	(7)	(7)	(1)	(8)	-	-	(8)
São Pedro do Lago	-	(338)	(338)	59	(279)	(15)	-	(294)	-	(9)	(9)	-	(9)	-	-	(9)
Sete Gameleiras	-	(371)	(371)	65	(306)	(16)	-	(322)	-	(7)	(7)	-	(7)	-	-	(7)
Total	2.056.515	(1.747.975)	308.540	(91.857)	216.683	(43.319)	13.471	186.835	1.167.882	(986.599)	181.283	(128.181)	53.102	(2.834)	15.309	65.577

Obs.: Data-base das demonstrações conforme nota 5.

15 – IMOBILIZADO

a) Imobilizado segregado por natureza e atividade

Controladora						
Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2011				31/12/2010	
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido	
Em serviço						
Geração	2,36%	18.020.392	(7.970.258)	(89.930)	9.960.204	9.986.324
Administração	7,46%	1.208.721	(659.315)	(32.712)	516.694	521.453
		19.229.113	(8.629.573)	(122.642)	10.476.898	10.507.777
Em curso						
Geração		564.568	-	-	564.568	409.324
Administração		132.401	-	-	132.401	91.759
		696.969	-	-	696.969	501.083
		19.926.082	(8.629.573)	(122.642)	11.173.867	11.008.860

Consolidado						
Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2011				31/12/2010	
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido	
Em serviço						
Geração	2,36%	18.020.500	(7.970.272)	(89.930)	9.960.298	9.986.324
Administração	7,46%	1.209.552	(659.379)	(32.712)	517.461	521.776
		19.230.052	(8.629.651)	(122.642)	10.477.759	10.508.100
Em curso						
Geração		2.652.686	-	-	2.652.686	1.482.628
Administração		133.076	-	-	133.076	91.810
		2.785.762	-	-	2.785.762	1.574.438
		22.015.814	(8.629.651)	(122.642)	13.263.521	12.082.538

A administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2011 e fará anualmente, ou sempre que alguma circunstância assim determinar, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação plena, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01 – redução ao valor recuperável de ativos (IAS 36).

No processo de avaliação são identificadas as circunstâncias que possam exigir a aplicação de testes de recuperabilidade dos ativos a fim de ser determinado o montante de eventuais perdas, tomando como unidade geradora de caixa o conjunto de seus ativos por segmento (geração e transmissão), dada as características operacionais de gestão e operação da Companhia.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados a valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

A administração da Companhia, amparada em seus contratos de concessão e em opinião de consultor jurídico independente, considerou a reversão do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de energia elétrica, tomando por base o valor contábil. Considerou, também, a depreciação levando em consideração o tempo de vida útil dos bens e não o prazo da concessão, tendo em vista a condição de indenização prevista nos contratos.

A Companhia apesar de não apresentar indicativo de *impairment*, realizou o teste de recuperabilidade de seus ativos em serviço em 31/12/2011, por meio de fluxos de caixa descontados, e não identificou nenhuma redução do valor recuperável desses ativos.

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção, estão incluídos no custo do imobilizado em curso até a data em que estiverem prontos para o uso pretendido, conforme disposições da Deliberação CVM nº 577, de 05/06/2009, que aprovou o CPC 20 – Custos de Empréstimos (IAS 23).

b) Movimentação do Imobilizado

Descrição	31/12/2010	Controladora				31/12/2011
		Adições	Baixas	Transferências	Transf. serviço	
Em serviço	18.863.819	-	(13.431)	1.655	377.070	19.229.113
Depreciação	(8.228.483)	(410.850)	9.776	(16)	-	(8.629.573)
Subtotal	10.635.336	(410.850)	(3.655)	1.639	377.070	10.599.540
Em curso	501.083	573.562	(533)	(73)	(377.070)	696.969
Total	11.136.419	162.712	(4.188)	1.566	-	11.296.509
Obrigações vinculadas à Concessão	(127.559)	4.917	-	-	-	(122.642)
Total	11.008.860	167.629	(4.188)	1.566	-	11.173.867

Descrição	31/12/2010	Consolidado				31/12/2011
		Adições	Baixas	Transferências	Transf. serviço	
Em serviço	18.864.158	192	(13.444)	1.413	377.733	19.230.052
Depreciação	(8.228.499)	(410.912)	9.776	(16)	-	(8.629.651)
Subtotal	10.635.659	(410.720)	(3.668)	1.397	377.733	10.600.401
Em curso	1.574.438	1.589.628	(542)	(29)	(377.733)	2.785.762
Total	12.210.097	1.178.908	(4.210)	1.368	-	13.386.163
Obrigações vinculadas à Concessão	(127.559)	4.917	-	-	-	(122.642)
Total	12.082.538	1.183.825	(4.210)	1.368	-	13.263.521

c) Taxas anuais de depreciação

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação com aplicação das taxas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 367, de 02/06/2009, para as Unidades de Cadastro definidas pela Portaria ANEEL nº 815, de 30/11/1994, esta vigente até 31/12/2011, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 422, de 07/12/2010.

As principais taxas anuais de depreciação, por atividade, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação (%)	
Geração	
Comporta	3,3
Reservatório	2,0
Casa de força	2,0
Gerador	3,3
Painel – Comando e Medição	3,0
Turbina hidráulica	2,5
Ponte rolante, guindaste e pórtico	3,3
Turbina a gás	5,0
Administração central	
Equipamentos gerais	10,0
Veículos	20,0

d) Encargos financeiros

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 27 (IAS 16), parte dos encargos financeiros foram transferidos para o Ativo Imobilizado em curso, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Encargos financeiros totais	30.130	26.778	141.681	70.248
(-) Transferência para o imobilizado em curso	100	10	(108.113)	(43.137)
Efeito líquido no resultado	30.230	26.788	33.568	27.111

e) Obrigações vinculadas à Concessão

Composição:

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Participações da União	92.557	92.557
Doações e subvenções para investimentos	36.855	37.235
Pesquisa e Desenvolvimento	605	226
Reversões e Amortizações	(7.375)	(2.459)
	122.642	127.559

As participações da União referem-se a recursos recebidos do Governo Federal e aplicados em obras de geração e administração de energia elétrica.

Em virtude de sua natureza, as contas registradas neste grupamento estão sendo apresentadas como redutoras do Imobilizado, pois não representam obrigações financeiras efetivas, não devendo, desta forma, ser incluídas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto Federal no 41.019/1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização, são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL no 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para a desvinculação de bens inservíveis à Concessão, quando destinados a alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na Concessão. A Companhia não identifica, em suas operações, bens de valores relevantes considerados inservíveis.

16 – INTANGÍVEL

• Intangível segregado por natureza e atividade

Taxas médias anuais de amortização (%)	Controladora			
	31/12/2011			31/12/2010
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço				
Geração	20,00%	-	-	199
Administração	20,00%	49.152	(35.442)	13.710
		49.152	(35.442)	13.710
Em curso				
Geração		-	-	21
Administração		15.856	-	15.856
		15.856	-	8.606
		65.008	(35.442)	29.566
				32.100

Taxas médias anuais de amortização (%)	Consolidado			
	31/12/2011			31/12/2010
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço				
Geração	20,00%	-	-	199
Administração	20,00%	49.775	(35.569)	14.206
		49.775	(35.569)	14.206
Em curso				
Geração		41.641	-	41.641
Administração		16.277	-	16.277
		57.918	-	27.653
		107.693	(35.569)	72.124
				51.796

• Movimentação do Intangível

Descrição	Controladora			
	31/12/2010	Adições	Baixas	Transf. serviço
Em serviço	49.080	-	-	72
Amortização	(25.586)	(9.822)	-	(34)
Subtotal	23.494	(9.822)	-	38
Em curso	8.606	7.250	-	-
Total	32.100	(2.572)	-	38

Descrição	Consolidado			
	31/12/2010	Adições	Baixas	Transf. serviço
Em serviço	49.746	377	(611)	263
Amortização	(25.603)	(9.903)	-	(63)
Subtotal	24.143	(9.526)	(611)	200
Em curso	27.653	30.543	(116)	(162)
Total	51.796	21.017	(727)	38

17 – FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Materiais e serviços	276.659	187.091	468.545	277.657
Encargos de uso da rede elétrica:				
Eletronorte	8.760	8.489	8.785	8.489
Eletrosul	7.835	6.614	7.835	6.614
Furnas	14.708	13.346	14.734	13.346
CTEEP	11.892	10.793	11.892	10.793
Cemig	-	3.411	-	3.411
Outros	50.934	38.848	50.767	38.848
Total	370.788	268.592	562.558	359.158

18 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Tributos a recolher	220.996	301.749	231.765	310.962
	220.996	301.749	231.765	310.962
Não Circulante				
Tributos a recolher	13.443	10.282	26.300	18.058
Passivos fiscais diferidos	67.670	44.677	83.716	57.090
	81.113	54.959	110.016	75.148
	302.109	356.708	341.781	386.110

b) Tributos a recolher

A Companhia apresenta nos Passivos Circulante e Não Circulante tributos e contribuições a pagar assim distribuídos:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
IRPJ	15.264	78.724	19.069	81.432
CSLL	76.640	121.908	79.558	124.235
Cofins	33.482	31.975	33.656	32.151
ICMS	12.213	10.537	11.366	12.066
INSS	17.417	18.531	18.224	19.195
PIS/Pasep	7.268	6.941	7.419	6.979
IRRF	43.923	20.123	44.184	20.421
FGTS	5.071	5.006	5.132	5.044
Outros	9.718	8.004	13.157	9.439
	220.996	301.749	231.765	310.962
Não Circulante				
IRPJ	-	-	7.934	5.464
CSLL	-	-	2.857	1.967
ICMS diferido	13.443	10.282	15.508	10.282
Outros	-	-	1	345
	13.443	10.282	26.300	18.058
	234.439	312.031	258.065	329.020

c) Passivos fiscais diferidos

• Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social sobre o lucro líquido

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nos 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 67.670, resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Diferenças temporárias				
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	-	6.241	-	6.241
Ajustes iniciais decorrentes do CPC 33	296.071	174.836	296.071	174.836
Ajustes iniciais decorrentes da ICPC 01	147.665	111.890	192.346	148.399
	443.736	292.967	488.417	329.476
Débitos Fiscais				
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	27.734	18.310	38.047	27.438
Contribuição social sobre diferenças temporárias	39.936	26.367	45.669	29.652
Não Circulante	67.670	44.677	83.716	57.090

Tais efeitos tributários contemplam a aplicação das alíquotas de 9% para a Contribuição social e 6,25% para o Imposto de renda dos ajustes e reclassificações da adoção dos novos pronunciamentos contábeis, tendo em vista que influirão no cálculo do incentivo fiscal.

Os débitos fiscais relativos ao Imposto de renda da pessoa jurídica e à Contribuição social sobre o lucro líquido, provenientes de diferenças temporárias – Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios, ajustes iniciais decorrentes do CPC 33 (IAS 19) e da ICPC 01 (IFRIC 12) – registrados integralmente no Passivo Não Circulante, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 26 (IAS 1), serão realizados de acordo com a liquidação dos ativos e passivos regulatórios, pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33 (IAS 19) e pela movimentação dos ativos financeiros decorrentes da adoção da ICPC 01 (IFRIC 12), respectivamente.

A programação de realização desses passivos está demonstrada conforme tabela abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2015	22.519	22.519
Após 2015	45.151	61.197
	67.670	83.716

19 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

As principais informações a respeito dos financiamentos e empréstimos da Companhia estão demonstradas a seguir:

a) Composição:

	Controladora				
	31/12/2011				31/12/2010
	Circulante			Não Circulante	
	Principal	Encargos	Total	Principal	Total
Eletronorte	21.267	-	21.267	121.753	143.020
Banco do Brasil	249.966	7.561	257.527	-	257.527
Banco do Nordeste	48.598	2.307	50.905	340.396	391.301
Total	319.831	9.868	329.699	462.149	693.226

Do total dos financiamentos e empréstimos obtidos da nossa Controladora, para o montante de R\$ 127.953 a Companhia vinculou a sua receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos, à satisfação da Eletrobras, formalizada na assinatura dos contratos. E para o montante de R\$ 15.067 a Companhia ofereceu Seguro Garantia no valor correspondente a 125% do saldo devedor, previsto para o exercício, renovado anualmente, cujo recebimento pela Eletrobras fica condicionado aos efeitos de cada contrato, nas condições e até o limite de valor especificado na Apólice de Seguro.

Os financiamentos provenientes da Eletrobras têm como principal fonte os recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e como principais destinações a cobertura financeira dos custos diretos das obras do sistema de transmissão da Companhia.

O empréstimo com o Banco do Brasil está garantido por meio de compensação e cessão de créditos, caso venham a ser exigidos pelo credor.

Os financiamentos e empréstimos junto ao Banco do Nordeste estão garantidos por recebíveis representados por duplicatas registradas em cobrança no montante equivalente de 03 a 06 prestações de amortização do financiamento, mais um fundo de liquidez em conta reserva, a título de garantia complementar, equivalente a 03 prestações de amortização.

b) Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

Indexador	31/12/2011		31/12/2010	
	R\$	%	R\$	%
Sem atualização (1)	142.484	17,99	153.366	22,13
Sem atualização (2)	373.207	47,13	272.240	39,27
Sem atualização (3)	18.094	2,28	9.912	1,43
Sem atualização (4)	257.527	32,52	257.133	37,09
IPCA (5)	536	0,08	575	0,08
Total	791.848	100,00	693.226	100,00

(1) Do total contratado com a Eletrobras, R\$ 142.484, é proveniente de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, arrecadados do Setor Elétrico para reinvestimento nele próprio. Deste total, R\$ 127.418 (89,43%) estão contratados com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a., e R\$ 15.066 (10,57%), com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1,5% a.a., respectivamente. Estes financiamentos não têm previsão de atualização monetária por estarem vinculados à mesma sistemática de correção dos ativos permanentes, suspensa por força de lei;

(2) Contratos com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., com juros de 10% a.a., e bônus de 2,5% por pontualidade;

(3) Contratos com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., com juros de 4,5% a.a.;

(4) Contrato com o Banco do Brasil S.A., com taxa de juros de 105,7% da taxa média do CDI;

(5) Contrato com a Eletrobras, com taxa de juros de 7,2% a.a. - a variação do IPCA no período foi de 6,5% (5,9% no mesmo período do ano anterior).

c) O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 462.149 (R\$ 646.514, em 2010), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	300.389
2013	67.485	50.976
2014	67.485	50.976
2015	67.398	50.888
2016	67.288	50.778
2017	65.171	50.222
Após 2017	127.322	92.285
Total	462.149	646.514

d) Os financiamentos e empréstimos estão sujeitos às seguintes taxas de juros:

	Mercado Interno (% a.a.)
Taxas Fixas	
31/12/2011	4,50 a 7,50
31/12/2010	5,00 a 7,50
Taxas Variáveis	
31/12/2011	10,87
31/12/2010	11,25

e) Mutação dos financiamentos e empréstimos:

	Moeda nacional	
	Circulante	Não Circulante
Em 31 de dezembro de 2009	120.277	543.169
Ingressos	-	147.210
Encargos financeiros	61.729	-
Variações monetária e cambial	16	14
Transferências para o Circulante	43.879	(43.879)
Pagamentos de principal e encargos	(179.189)	-
Em 31 de dezembro de 2010	46.712	646.514
Ingressos	-	138.732
Encargos financeiros	65.126	-
Variações monetária e cambial	26	7
Transferências para o Circulante	323.104	(323.104)
Pagamentos de principal e encargos	(105.269)	-
Em 31 de dezembro de 2011	329.699	462.149

f) Composição consolidada dos saldos de financiamentos e empréstimos:

	31/12/2011			31/12/2010
	Circulante	Não Circulante	Total	Total
Chesf	329.699	462.149	791.848	693.226
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	5.654	107.258	112.912	118.961
Integração Transmissora de Energia S.A.	4.473	32.242	36.715	39.764
ESBR Participações S.A.	-	1.314.042	1.314.042	826.716
Manaus Transmissora de Energia S.A.	98.880	-	98.880	114.231
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	106.143	-	106.143	88.937
Norte Energia S.A.	168.044	-	168.044	19.692
TDG-Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.571	-	33.571	-
São Pedro do Lago S.A.	10.576	-	10.576	-
Sete Gameleiras S.A.	11.575	-	11.575	-
Pedra Branca S.A.	10.227	-	10.227	-
Total	778.842	1.915.691	2.694.533	1.901.527

Destacam-se entre os financiamentos e empréstimos, componentes das demonstrações consolidadas, os obtidos pela empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., subsidiária da controlada em conjunto ESBR Participações S.A., no valor total de R\$ 6.570.210, cuja participação da Companhia de 20% corresponde a R\$ 1.314.042. Tais financiamentos e empréstimos possuem o seguinte detalhamento:

Credor / Objeto	Moeda	Encargos	Vencimento	31/12/2011	31/12/2010
BNDES	R\$	TJLP+2,08%	jan/2033	3.292.203	2.080.453
Banco do Brasil	R\$	TJLP+2,65%	jan/2033	923.625	581.899
Caixa Econômica Federal	R\$	TJLP+2,65%	jan/2033	923.625	581.899
Bradesco BBI	R\$	TJLP+2,65%	jan/2033	665.014	418.968
Itaú BBA	R\$	TJLP+2,65%	jan/2033	623.441	392.782
Banco do Nordeste	R\$	TJLP+2,65%	jan/2033	175.491	110.562
				6.603.399	4.166.563
Custos de captação				(33.189)	(32.981)
Não Circulante				6.570.210	4.133.582

20 – DEBÊNTURES

	Tx de Juros	Vencimento	Consolidado	
			31/12/2011	31/12/2010
Debêntures	106,5% CDI	15/9/2012	105.492	-
			105.492	-

Em setembro de 2011, a controlada em conjunto da Companhia, Interligação Elétrica do Madeira S.A., emitiu 420 debêntures, Série Única, no valor unitário de R\$ 1 milhão, com taxa de juros de 106,5% do CDI e vencimento em 15 de setembro de 2012, onde a participação da Companhia de 24,5% no saldo de R\$ 430.580 corresponde a R\$ 105.492. Essas debêntures estão previstas para ser resgatadas em sua totalidade com recursos provenientes de contratação de financiamento de longo prazo com o BNDES.

21 – OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Circulante				
Taxa de fiscalização da Aneel	1.788	959	1.887	959
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	9.317	11.179	9.317	11.179
Aquisição de imóveis – acampamento	1.493	1.493	1.493	1.493
Convênio MME	4.210	5.999	4.210	5.999
Cauções em garantia	3.313	2.293	3.313	2.293
Acordo Chesf/Senai	759	628	759	628
Entidade seguradora	58	300	58	5.239
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	22.314	-	22.314	-
Folha de pagamento	14.362	13.713	15.710	14.286
Compensação ambiental	13.640	-	13.640	-
Outros	6.063	2.194	10.591	6.827
	77.317	38.758	83.292	48.903
Não Circulante				
FGTS Conta-Empresa	3.926	3.764	3.926	3.764
Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
Outros	-	-	5.926	6.734
	5.382	5.220	11.308	11.954
Total	82.699	43.978	94.600	60.857

22 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia é patrocinadora da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela Previdência Oficial.

O regime atuarial da Fachesf é o de capitalização e o Plano originalmente constituído é do tipo Benefício Definido (Plano BD). Em 29/06/2001, foram implantados os Planos de Contribuição Definida (Plano CD) e de Benefício Saldado (Plano BS), tendo a migração de participantes do Plano BD para os novos Planos, encerrada em 19/11/2001, atingindo o percentual de 97,1%.

A Companhia adota os procedimentos recomendados pelo Pronunciamento Técnico CPC 33 (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 600/2009, procedendo à avaliação atuarial dos passivos decorrentes dos benefícios pós-emprego. Os critérios e hipóteses adotados nessa avaliação podem diferir daqueles adotados pela administração do programa, os quais seguem legislações específicas, impedindo, assim, as comparações simples de resultados.

Em conformidade com as práticas contábeis previstas na Deliberação CVM nº 600/2009, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes conforme orientações do CPC 33 e IAS 19.

A seguir, encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes aos Planos de Aposentadoria, na forma da Deliberação CVM nº 600/2009, na data-base de 31/12/2011.

PLANO PREVIDENCIÁRIO

• Características Básicas

A Fachesf administra em favor dos empregados da Chesf três planos de aposentadoria: o Plano de Benefícios, o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida e o Plano Saldado de Benefícios.

O Plano de Benefícios, do tipo benefício definido, garante aos participantes um benefício de 100% da média dos últimos salários.

O Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida é um plano onde o participante escolhe o seu nível de contribuição e a patrocinadora contribui com um percentual variável da contribuição escolhida pelo participante. A acumulação desses recursos é que irá determinar o valor do benefício do participante. A Chesf se responsabiliza ainda pelos custos dos benefícios de risco e da administração do plano. Este é o único Plano aberto a novas inscrições.

Os participantes que optaram pela transferência do Plano de Benefícios para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida tiveram a opção de manter no Plano Saldado de Benefícios o valor proporcional que haviam acumulado no plano de origem ou transferir o valor presente de tal benefício para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida.

• Política Contábil Adotada pela Entidade no Reconhecimento dos Ganhos e Perdas Atuariais.

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano, conforme previsto no Pronunciamento sobre a Contabilização de Benefícios a Empregados.

• Estatísticas sobre os Dados Cadastrais

CARACTERÍSTICAS ETÁRIAS	31/12/2011			31/12/2010		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
1. Participantes ativos						
1.1. Participantes – nº	48	2.038	5.298	58	2.262	5.705
1.2. Idade Média	58,2	56,3	49,4	57,8	55,6	48,9
1.3. Serviço Creditado (total)	32,9	31,3	22,2	32,6	30,5	21,9
1.4. Tempo para Aposentadoria	3,1	4,5	11,2	2,7	4,6	12,3
1.5. Salário Médio em R\$	8.929,38	1.888,55	8.761,62	9.304,07	9.100,72	7.403,99
2. Aposentados						
2.1. Participantes Aposentados – nº	4.933	433	550	5.017	297	350
2.2. Idade Média	68,7	61,7	61,6	67,9	61,3	61
2.3. Benefício Médio em R\$	3.137,50	2.700,47	1.072,42	2.715,32	2.521,07	668,06
3. Pensionistas						
3.1. Participantes Pensionistas – nº	1.556	95	164	1.529	91	146
3.2. Idade Média	64,7	50,6	49,7	72,9	50,4	48,8
3.3. Benefício Médio em R\$	1.109	899	791	958	680,99	575
População Total	6.537	2.566	6.012	6.604	2.650	6.201

• Hipóteses Atuariais e Financeiras

Tábua de Mortalidade Geral	AT 2000
Tábua de Entrada em Invalidez	Light F
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT 83
Tábua / Taxa de Rotatividade	Nula
Taxa de Juros Atuarial	5,39%
Taxa de Inflação Projetada	4,50%
Taxa de Retorno de Curto Prazo	10,13%
Taxa de Crescimento Real de Salários	2,00% a.a.
Fator de Capacidade de Benefícios	1
Fator de Capacidade Salarial	1
Taxa real de evolução de benefícios	0%
% de casados na data de aposentadoria	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos

SEGURO DE VIDA

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia.

• Características da Massa Segurada

	31/12/2011	31/12/2010
Participantes ativos		
Número de participantes	3.580	3.717
Idade média	52,4	52,9
Participantes inativos		
Número de participantes	3.840	4.174
Idade média	69	67,96
População pós-emprego elegível	5.483	5.367
População efetiva	3.840	4.174
Índice de Adesão (%)	70,03%	77,77%
Prêmio puro calculado/1.000	0,0012334	0,0014248
Prêmio recolhido/1.000	0,0010279	0,0010780

Com base nas características apresentadas, a Companhia registra em seu passivo não circulante a avaliação atuarial para cobertura dos segurados inativos, considerando o total da apólice vigente, segregada entre as partes.

Em conformidade com as novas práticas contábeis, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados relativo ao benefício de seguro de vida, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes, conforme orientações do CPC 33 e IAS 19.

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2011

	Exercício de 2011				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigações com Benefícios Projetados no Início do Exercício (a)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.369	4.063.478
Custo do Serviço (b)	1.560	17.392	28.027	1.007	47.985
Custo dos Juros (c)	210.893	78.659	114.286	5.132	408.970
Benefícios pagos/adiantados (d)	(218.040)	(15.470)	(8.278)	-	(241.788)
Aquisição de quotas – Plano CD (e)	-	-	124.197	-	124.197
(Ganhos) ou Perdas atuariais (f)	475.180	(62.516)	-	(9.621)	403.043
Obrigações com Benefícios Projetados no Fim do Exercício (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	2.663.799	775.266	1.283.933	82.887	4.805.885
ALTERAÇÕES NOS ATIVOS FINANCEIROS					
Valor Justo dos ativos no início do exercício (h)	2.131.948	957.014	1.098.580	-	4.187.542
Retorno esperado dos investimentos (i)	220.359	101.420	118.509	-	440.288
Contribuições patronais (j)	5.730	1.795	51.956	-	59.481
Contribuições de participantes (k)	6.828	449	53.491	-	60.768
Benefícios pagos/adiantados (l)	(218.041)	(15.470)	(8.278)	-	(241.789)
Ganhos (ou Perdas) Atuariais (m)	261.140	(20.123)	-	-	241.017
Compensação de quotas (n)	-	-	(36.208)	-	(36.208)
Valor justo dos ativos no fim do exercício (o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.407.964	1.025.085	1.278.050	-	4.711.099
ESTADO DE COBERTURA NO FINAL DO EXERCÍCIO (p) = (o) – (g)	(255.835)	249.819	(5.883)	(82.887)	(94.786)
Quotas a Compensar – Plano CD (q)	-	-	5.883	-	5.883
Restrição ao Reconhecimento de Ativos – Regra 58 – IAS 19 (r)	-	(249.819)	-	-	(249.819)
OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO	(255.835)	-	-	(82.887)	(338.722)
OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO E CONTRATOS	(289.506)	-	(9.167)	(82.887)	(381.560)

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2010

	Exercício de 2010				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigações com Benefícios Projetados no Início do Exercício (a)	2.073.473	642.135	622.207	81.922	3.419.737
Custo do Serviço (b)	1.490	14.839	15.226	128	31.683
Custo dos Juros (c)	197.886	66.118	67.606	7.935	339.545
Benefícios pagos/adiantados (d)	(202.591)	(12.135)	(9.124)	-	(223.850)
Aquisição de quotas – Plano CD (e)	-	-	329.786	-	329.786
(Ganhos) ou Perdas atuariais (f)	123.948	46.244	-	(3.615)	166.577
Obrigações com Benefícios Projetados no Fim do Exercício (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.370	4.063.478
ALTERAÇÕES NOS ATIVOS FINANCEIROS					
Valor Justo dos ativos no início do exercício (h)	2.323.390	642.135	622.207	-	3.587.732
Retorno esperado dos investimentos (i)	286.465	59.517	79.372	-	425.354
Contribuições patronais (j)	4.855	1.901	48.195	-	54.951
Contribuições de participantes (k)	6.557	282	46.896	-	53.735
Benefícios pagos/adiantados (l)	(202.591)	(12.135)	(9.124)	-	(223.850)
Ganhos (ou Perdas) Atuariais (m)	(286.728)	265.315	-	-	(21.413)
Compensação de quotas (n)	-	-	311.033	-	311.033
Valor justo dos ativos no fim do exercício (o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.131.948	957.015	1.098.579	-	4.187.542
ESTADO DE COBERTURA NO FINAL DO EXERCÍCIO (p) = (o) – (g)	(62.258)	199.814	72.878	(86.370)	124.064
Quotas a Compensar – Plano CD (q)	-	-	(72.878)	-	(72.878)
Restrição ao Reconhecimento de Ativos – Regra 58 – IAS 19 (r)	-	(199.814)	-	-	(199.814)
OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO	(62.258)	-	-	(86.370)	(148.628)
OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO E CONTRATOS	(261.607)	-	(14.714)	(86.370)	(362.691)

CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2011				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do Serviço	(5.268)	16.943	(25.464)	1.007	(12.782)
Custo dos juros	210.893	78.659	114.285	5.132	408.969
Retorno esperado dos ativos financeiros	(220.359)	(101.420)	(118.509)	-	(440.288)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	(14.734)	(5.818)	(29.688)	6.139	(44.101)

CUSTO PROJETADO DOS BENEFÍCIOS

	Exercício de 2012				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do Serviço	501	8.091	74.210	1.247	84.049
Custo dos juros	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Contribuição de participantes	(7.520)	(494)	(37.126)	-	(45.140)
Retorno esperado dos ativos financeiros	(233.820)	(102.374)	(129.488)	-	(465.682)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	23.733	(30.163)	27.435	9.646	30.651

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
FLUXO DE CAIXA PROJETADO					
Contribuições patronais normais – 2012	6.311	-	37.105	-	43.416
Pagamentos de Benefícios					
2012	219.490	32.684	74.462	2.394	329.030
2013	219.698	36.562	89.930	2.932	349.122
2014	219.856	40.347	109.051	3.087	372.341
2015	219.861	44.139	129.671	3.299	396.970
2016	219.560	47.744	150.570	3.518	421.392
2017-2021	1.079.401	272.812	1.036.934	21.014	2.410.161

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

Descrição	Planos de Previdência	Seguro	Total
Saldo Anterior	(308.157)	(56.331)	(364.488)
Ganhos e perdas atuariais	(238.654)	9.621	(229.033)
(-) IRPJ/CSLL	36.394	(1.467)	34.927
Saldo atual	(510.417)	(48.177)	(558.594)

PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

A Companhia possuía em 31/12/2011 um passivo atuarial dos planos previdenciários, registrado nos termos da Deliberação CVM nº 600/2009, que corresponde a contratos assinados com a Fachesf, no valor de R\$ 298.672(R\$ 276.321, em 2010).

TIPO	31/12/2011	31/12/2010
Contrato nº CF 01.1.266-017-A/B	289.505	261.607
Contrato nº CF 03.1.337-013	9.167	14.714
TOTAL	298.672	276.321

O contrato assinado entre as partes prevê cláusula de ajuste anual relacionada ao valor da dívida em consonância com os valores determinados por meio de cálculos atuariais, mediante aditamentos contratuais.

A avaliação atuarial é intrinsecamente incerta e, portanto, está sujeita a alterações quando da revisão atuarial realizada anualmente.

OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 135.330 (R\$ 118.054, em 2010).

23 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL

A Companhia aprovou em 2009, um programa de desligamento de empregados que se encontravam aptos à aposentadoria e que voluntariamente desejaram aderir, denominado "Plano de Desligamento Voluntário Programado – PDVP", com prazo de desligamento até 28/02/2011.

As despesas com o PDVP incluíram incentivos financeiros, multa sobre o FGTS, aviso prévio, a manutenção do Plano de Assistência Patronal – PAP pelo período de 12 (doze) meses a partir da data do desligamento, entre outros.

Durante a vigência do plano, encerrada no primeiro trimestre, foram registradas 1.806 adesões, com 397 desligamentos e 1.409 desistências, com pagamento neste exercício no valor de R\$ 53.355.

24 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Controladora			
	Provisão em 31/12/2010	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2011
Trabalhistas	102.811	16.874	(9.964)	109.721
Cíveis	634.723	175.661	(7.187)	803.197
Fiscais	10.631	-	-	10.631
Total	748.165	192.535	(17.151)	923.549

	Consolidado			
	Provisão em 31/12/2010	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2011
Trabalhistas	102.835	16.874	(9.964)	109.745
Cíveis	635.436	175.661	(7.187)	803.910
Fiscais	10.853	-	-	10.853
Total	749.124	192.535	(17.151)	924.508

A Chesf e suas controladas em conjunto são partes em processos judiciais, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, cíveis e trabalhistas.

A Chesf, em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil, adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- São constituídas provisões para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **provável**;
- São divulgadas em notas explicativas as informações correspondentes às causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **possível**;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **remoto**, somente são divulgadas em notas explicativas as informações que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

As contingências da área Trabalhista são compostas na sua maioria de ações relativas a periculosidade; horas extras; contribuições à Fachesf, em regime de solidariedade; e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

As Cíveis de maior peso são reclamações de caráter indenizatório, desapropriações e de recomposição financeira de contratos.

Na área Tributária há questões envolvendo, basicamente, ações anulatórias de autos de infração; pleitos de ressarcimento de créditos (PIS/Pasep e Cofins) e outros tributos singulares.

Todas essas contingências estão tendo as devidas defesas pela Companhia, tendo sido constituídos os pertinentes depósitos judiciais, quando requeridos.

1) Destacam-se as seguintes ações com risco de perda provável:

1.1) Controladora

1.1.1) A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras – CBPO, CONSTRAIN S.A. – Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões, em dobro.

A ação foi ajuizada perante a Justiça Federal, mas a decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região determinou a sua tramitação perante a Justiça Estadual de Pernambuco. A ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente. A reconvenção apresentada pelas rés foi julgada procedente pelo Juízo da 12ª Vara Cível da Comarca do Recife, e a decisão foi mantida pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, discutindo a decisão no feito principal e decisões prolatadas, que podem resultar na anulação do processo. O Superior Tribunal de Justiça, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés. Nesse julgamento, o STJ reduziu substancialmente a condenação em honorários. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recurso.

Em novembro/1998, as rés apresentaram pedido de execução provisória da decisão, no valor de R\$ 245 milhões, estando o processo suspenso por determinação do Ministro Presidente do STJ (PET 1621). Essa Liminar foi objeto de Agravo Regimental por parte do Consórcio, o qual foi julgado em 24/06/2002, mantendo-se por unanimidade a Liminar antes concedida pelo Presidente do STJ, ficando, desta forma, afastada a possibilidade de execução das quantias resultantes do processo, antes do trânsito em julgado da decisão final.

Posteriormente as rés apresentaram perante o Juízo da 12ª Vara Cível do Recife processo de liquidação da decisão, com a finalidade de apurar o valor atual da condenação, na hipótese de serem negados todos os recursos da Chesf e da União Federal.

Nos autos dessa ação de liquidação o Juiz da 12ª Vara Cível reconheceu que a competência para apreciar a demanda é da Justiça Federal, considerando a presença da União como parte interessada no feito. Inconformado com essa decisão, o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento, tendo o Tribunal de Justiça de Pernambuco alterado essa decisão e determinado que a competência para julgamento do processo de liquidação é da Justiça Comum Estadual. Contra essa decisão do TJPE, foram interpostos recursos especial e extraordinário, pela Chesf e pela União Federal. Em outubro/2010 referidos recursos foram julgados em desfavor da Chesf e da União, salvo na parte referente aos honorários dos patronos do Consórcio, que foram reduzidos. Em 31 de março de 2011, aguardava-se a publicação dos acórdãos correspondentes.

Posteriormente, o Juiz Substituto na 12ª Vara Cível da Comarca do Recife proferiu sentença julgando o processo de liquidação e fixando o valor da condenação em R\$ 842.469, havendo a Chesf interposto, contra essa decisão, os cabíveis embargos de declaração, considerando que a sentença deixou de se manifestar sobre diversas impugnações apresentadas pela Chesf em torno do laudo pericial oferecido pelo perito do juízo.

Julgando esses embargos de declaração, o Juiz da 12ª Vara Cível extinguiu o processo de liquidação, por considerar que a matéria ainda se encontrava sub judice no STJ. Contra essa decisão o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento para o Tribunal de Justiça de Pernambuco. A 6ª Câmara Cível do TJPE ao apreciar a matéria, em 26/05/2011, converteu o agravo de instrumento em apelação e julgou-a procedente. Contra essa decisão a Chesf interpôs Embargos de Declaração, ainda sub judice. Em 31/12/2011 encontravam-se em tramitação no STJ embargos de declaração interpostos pelo Consórcio Xingó, no que se refere à decisão daquela corte em torno do valor da causa e dos honorários de sucumbência, devidamente contra-arrazoados pela Chesf e no TJPE os mesmos embargos interpostos pela Chesf conforme anteriormente informado.

A Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31/12/2011 é de R\$ 460.887, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Esta provisão corresponde à glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996, por entendimento da Companhia.

Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

1.1.2) Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (Proc. 0085/1993). A Sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf no valor de R\$ 50.000, correspondente a principal mais juros e correção monetária. Em 31/12/2008, a Chesf havia interposto recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Em 30/09/2009 a Chesf não tinha sido notificada sob a redistribuição dos autos. Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor, conforme acórdão publicado em 24/06/2011. Em 30/09/2011 foi ajuizada ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região. Em 31/12/2011 a liminar havia sido deferida para ordenar a interrupção da execução do processo principal. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 100.000.

1.1.3) Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco – MPPE em Petrolândia (Proc. 81643-3), resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica. O Autor afirma ser inexistente por carência de legitimidade o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06/12/1986, e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelação da Chesf, alegando a ilegitimidade do MPPE para o feito teve provimento pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE, contudo, o STJ, em grau de recurso especial proposto pelo Autor reconheceu a legitimidade do MPPE e determinou a remessa dos autos ao TJPE. Em 19/04/2010, julgando o mérito da Apelação da Chesf, o TJPE, à unanimidade, negou-lhe provimento. A Chesf interps conjuntamente Recurso Especial e Recurso Extraordinário e correspondentes agravos de instrumento. Em 31/12/2011 o STJ havia concedido provimento ao agravo de instrumento da Chesf determinando a subida do Recurso Especial, o qual se encontra concluso com o relator. A Companhia possui em seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 87.000.

1.1.4) Ação de indenização por perdas e danos decorrente da não contratação da então Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga em virtude de licitação para a aquisição de óleo combustível para a Usina Termelétrica de Camaçari (BA), o que teria caracterizado, no dizer da demandante, a figura dos lucros cessantes, ou seja, valores que efetivamente deixou de ganhar pela não efetivação do contrato em tela. A Chesf interpôs, sucessivamente, recurso de apelação, recurso especial, agravo de instrumento em recurso especial e agravo regimental no agravo de instrumento em recurso especial; contudo, não obteve êxito. Em 31/12/2011 o processo se encontra em fase de execução na 5ª Vara Cível da Comarca do Recife - PE, pendente de apreciação de impugnação ao cumprimento de sentença. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nessa ação no valor de R\$ 23.292.

1.2.) Controladas em conjunto

1.2.1) STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

A provisão para contingências, mantida pela controlada, refere-se exclusivamente às ações cíveis que tratam da definição do valor das indenizações das servidões para passagem da linha de transmissão. Em 31/12/2011, está provisionado o montante cuja participação da Companhia corresponde a R\$ 713 (R\$ 713 em 31/12/2010).

A administração da controlada, substanciada na opinião de seus consultores jurídicos quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas e registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

1.2.2) Integração Transmissora de Energia S.A.

A controlada provisionou R\$ 201 para fazer frente a passivos contingentes considerando a estimativa de perda provável sobre processos trabalhistas em andamento, onde figura como 2ª reclamada pela responsabilidade solidária em contrato com terceiros.

1.2.3) ESBR Participações S.A.

A Companhia provisionou R\$ 506 para fazer frente a passivos contingentes considerando a estimativa de perda provável sobre processos trabalhistas em andamento, onde a ESBR figura como 2ª reclamada pela responsabilidade solidária em contrato com terceiros.

2) A Chesf possui ações não provisionadas, com risco de perda possível, conforme distribuição a seguir:

Contingências	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Trabalhistas	53.852	108.552	55.985	108.552
Cíveis e fiscais	783.016	532.953	786.866	546.297
Total	836.868	641.505	842.851	654.849

2.1) Controladora

Dentre essas destacam-se as seguintes:

2.1.1) Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, ajuizada em 08/06/1999, para as faturas emitidas após 30/04/1990. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Companhia contestou a ação e pediu que a União Federal fosse admitida nos feitos, com a remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. O Consórcio apresentou petição falando sobre o pedido de admissão da União nos feitos.

Após a apresentação da perícia e os esclarecimentos adicionais, foi realizada audiência em agosto de 2005, determinando-se a apresentação de razões finais até o dia 17/10/2005.

Posteriormente, a ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31/03/2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco.

No TJPE, o Relator do recurso proferiu decisão declarando a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente, em vista da intervenção da União Federal no feito, e determinou o envio dos autos à Justiça Federal.

2.1.2) Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 100 milhões, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe (processo nº 2002850002809-6), tem por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, a jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina.

A ação foi proposta na Justiça Federal, em 27/06/2002, e contestada no prazo legal. Após uma sequência de incidentes processuais, que não afetaram a causa nem o pedido, o juiz da causa determinou, em 31/08/2005, a inclusão do Ibama, IMA-AL, CRA-BA, União Federal e Adema-SE no pólo passivo da ação, ordenando a citação dessas entidades.

Em 30/09/2005 aguardava-se o cumprimento dos mandados de citação. Em 30/09/2006, os autos se encontravam conclusos para o Juiz, após a juntada da procuração dos novos patronos da Chesf. Em 31/12/2006, o processo se encontrava suspenso por despacho do Juiz, aguardando julgamento de agravo de instrumento interposto pelo autor perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região. Ainda não julgado. Os litisconsortes da Chesf (União Federal, Ibama, IMA-AL, CRA-BA e Adema-SE) já haviam sido citados. Em 12/09/2007, o juiz proferiu despacho no seguinte teor: "Aguardar a informação do trânsito em julgado da decisão do agravo, devendo a Chesf comunicar". Considerando que o agravo de instrumento interposto pela Chesf foi denegado, esta Companhia interpôs embargos declaratórios contra essa decisão, os quais se encontravam pendentes de julgamento em 31/03/2008.

Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, havia também uma ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 100 milhões com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada, encontrando-se esse feito abandonado pela parte autora desde fevereiro de 2005. O último movimento processual ocorreu em novembro/2007, quando o juiz determinou a intimação do Ministério Público a se pronunciar sobre a ação. Em 31/03/2008, o processo permaneceu parado e ainda sem manifestação do Ministério Público. Em 30/06/2008, o juiz da Comarca de Brejo Grande havia proferido decisão reconhecendo a incompetência da justiça estadual para apreciar o feito, determinando a remessa dos autos para a Justiça Federal. Em 30/09/2008, os autos se encontravam com vistas para o Ibama. Em 31/12/2008, aguardava-se a devolução dos autos pelo Ibama. Em 19/02/2009 essa ação, que havia sido remetida, por competência, para a Justiça Federal, foi considerada processualmente conexa com outra ação de caráter semelhante que ali já era apreciada – transcrita no início -, passando ambas a tramitar conjuntamente a partir daquela data.

Em 13/06/2008 foi publicado despacho do juiz determinando a citação da União e do Ibama, bem como a intimação da parte autora para se manifestar sobre os termos da contestação. Em 30/09/2008, os autos se encontravam com vistas para o Ibama. Em 31/12/2008, aguardava-se a realização de audiência de conciliação, prevista para 19/02/2009. Não tendo ocorrido conciliação na audiência de 19/02/2009, o juiz determinou novas providências para o andamento do processo. Nessa audiência, o juiz tomou conhecimento da existência de ação judicial com objetivo semelhante, que corria perante a Vara Cível da Comarca de Brejo Grande/SE e que havia sido remetida, por competência, para a Justiça Federal, sendo distribuída para sua jurisdição. Em vista disso, o juiz decidiu reconhecer a conexão processual entre as duas demandas, passando ambas, a partir daquela data, a tramitar conjuntamente. Foi, então, fixada a data de 14/05/2009 para realização de nova audiência com a finalidade de se decidir sobre a natureza da prova processual a ser colhida, inclusive realização de perícia. Nesta audiência, o juiz estabeleceu o prazo de 03 (três) meses para as partes apresentarem quesitos para perícia. Foi fixada a data de 15/09/2009 para a realização de audiência para delimitação do objeto da perícia, devendo a Chesf apresentar, com essa finalidade, minuta de Termo de Referência. Em 30/09/2009 o juiz que preside o feito havia adiado a audiência prevista para o dia 15/09/2009 para o dia 22/10/2009. Nessa audiência, o juiz fixou uma nova prova para o dia 02/03/2010, com a finalidade de nomeação do perito do juízo e determinação do prazo para a realização da perícia. Nessa audiência foi realizado o saneamento do processo e designado o dia 08/06/2010 para audiência de instrução. Nessa audiência foram discutidas particularidades em torno da perícia a ser realizada, havendo o Sr. Juiz decidido pela realização de nova audiência para nomeação do perito oficial e para indicação dos assistentes técnicos da partes e instalação da perícia. Não houve fixação de data para essa nova audiência. Em julho de 2010 foi publicada decisão invertendo o ônus da prova e o ônus financeiro para sua realização, determinando que o custo da perícia seja suportado pela Chesf. Foi interposto agravo de instrumento contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro. Em agosto de 2010 houve a publicação do despacho do Desembargador Relator Francisco Barros Dias, convertendo o agravo de instrumento em agravo retido, e determinando a remessa dos autos ao juízo de origem, onde em 03/08/2010 foi publicado despacho do juiz da 2ª Vara da JF/SE mantendo a decisão agravada pelos seus próprios fundamentos e determinando que se aguarde por 90 (noventa) dias eventual atribuição de efeito suspensivo pelo Egrégio TRF 5ª. Em 09/08/2010, a Companhia opôs Embargos Declaratórios contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento em Agravo Retido. Em setembro de 2010, foi publicado despacho negando provimento aos Embargos Declaratórios opostos pela Chesf. Foi Interposto Agravo Legal contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento retido. Em 18/10/2010 foi publicada decisão do Desembargador Federal Relator recebendo o Agravo Legal interposto como pedido de reconsideração e indeferindo-o. Em 31 de dezembro de 2010 o citado recurso encontrava-se pendente de julgamento no TRF. O Desembargador relator indeferiu o agravo legal interposto pela Chesf e, em 29 de março de 2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo. Em 08/04/2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais. Em 30/09/2011 aguardava-se a realização de audiência, determinada para o dia 30/11/2011, para a definição da melhor forma de operacionalização do início dos trabalhos periciais. Nessa audiência, o juiz determinou que a Chesf efetivasse até 31/01/2012 um depósito de R\$ 50 em conta bancária, à disposição daquele juízo para fazer face às despesas com os peritos judiciais. Também ficou estabelecida a data de 29/02/2012 para a realização de audiência envolvendo o juiz e os peritos por ele nomeados, sem a presença das partes, para determinação dos rumos dos trabalhos periciais.

Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível, quanto ao insucesso da defesa, e remota quanto aos valores dos pedidos.

2.1.3) Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110 milhões, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade (dias 03 a 07/11/2008), as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação, que encontra-se em fase de especificação de provas. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, o qual está concluso com o Ministro Relator no STJ.

2.1.4) Ação declaratória com pedido de indenização (Proc. nº 7125-2009/434-78.2009.8.06.0115) proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando uma indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica na mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixerê, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. Foi realizada perícia e em seguida a Companhia elaborou o incidente processual, protocolizando uma exceção de incompetência, que veio a ser negada. O processo tem estimativa de perda possível no valor de R\$ 70.000.

2.2) Controlada em conjunto

2.2.1) ESBR Participações S.A.

2.2.1.1) O recolhimento do Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN relativo ao contrato de construção das obras civis da Usina Hidrelétrica Jirau, firmado com o fornecedor Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A., é realizado com a redução da base de cálculo do imposto em 60%. Tal procedimento está suportado nos Decretos do município de Porto Velho (RO) nos 10.244/2005 e 10.363/2006. A Secretaria Municipal de Fazenda do Município de Porto Velho (RO) questionou a aplicação dos referidos decretos ao contrato. O objeto da controvérsia limita-se a valores incorridos até 31/12/2009, considerando a publicação da Lei Complementar do Município de Porto Velho nº 369/2009, ratificando a aplicabilidade da redução da base de cálculo do ISSQN em 60% a partir do exercício de 2010.

A empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., controlada integral da ESBR Participações S.A., efetuou, em 13/05/2010, depósito judicial do principal dos valores envolvidos na questão (R\$ 17.339), amparado em liminar obtida nos autos de ação cautelar nominada, movida em litisconsórcio ativo com a empresa Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. Em 11/06/2010, foi protocolizada ação ordinária declaratória relativa à questão também em litisconsórcio ativo com o fornecedor. O referido saldo, atualizado monetariamente, monta R\$ 19.248 em 31/12/2011, cuja participação da Companhia corresponde a R\$ 3.850.

Em 28/07/2010, a Secretaria Municipal de Fazenda do Município de Porto Velho - RO emitiu a Circular Normativa 001/2010 e o Parecer 001/2010, que alteraram o parecer fiscal anterior, considerando válida a dedução da base de cálculo do ISSQN. A empresa está solicitando da Secretaria Municipal de Fazenda a extinção do processo, com julgamento de mérito favorável, para que os valores depositados possam ser resgatados.

Consubstanciada nos fatos acima e na opinião de seus advogados internos e externos, a empresa entende que o risco de perda da causa é remoto. Sendo assim, efetuou apenas provisão dos honorários de êxito dos advogados externos, no montante de R\$ 865 (R\$ 173 correspondente à participação da Companhia).

2.2.1.2) A controlada é parte de processos trabalhistas em andamento, onde figura como 2ª reclamada por responsabilidade solidária em contrato com terceiros, no valor de R\$ 10.665 (R\$ 2.133 correspondente à participação da Companhia), com estimativa de perda possível.

3) Com risco de perda remoto destaca-se a seguinte ação:

3.1) Controladora

Apesar de ser considerada pelos administradores, suportados pelos consultores jurídicos da Companhia, como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde então.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou "não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica". Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico da Chesf, que incluiu criterioso exame das demonstrações financeiras da Mendes Júnior. Com base nesses resultados, a Chesf pediu a improcedência total da ação.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

Contra essa sentença a Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos pela Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Há informação de apresentação de recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior e pela União, embora a Chesf não tenha sido intimada para apresentar contra-razões a esses recursos. Em 31/12/2011 aguardava-se o pronunciamento do TRF 5ª Região sobre o seguimento do recurso extraordinário da Mendes Júnior, cujo recurso especial já houvera sido indeferido pela mesma corte.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

3.2) Riscos ambientais

A Chesf, em decorrência de suas atividades operacionais, possui ações judiciais de natureza ambiental que não estão provisionadas por envolverem riscos de perda classificados pela Administração e por seus consultores jurídicos como possíveis ou remotos. Com base na opinião desses consultores jurídicos, a Administração acredita que a resolução dessas questões não produzirá efeito material adverso sobre a sua situação financeira e, com base em histórico, acredita que nenhuma provisão ou seguro para perdas, relacionados às questões ambientais, seja necessário.

25 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

A Companhia, por intermédio de suas controladas em conjunto ESBR Participações S.A. e Norte Energia S.A., possui contratos de concessão onerosa com a União Federal para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas Jirau e Belo Monte, respectivamente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União a partir da análise da característica dos negócios, dos contratos e do estágio dos empreendimentos, o valor das concessões das Usinas Jirau e Belo Monte foi registrado no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

O valor identificado no contrato, calculado a preço futuro com base na projeção da variação monetária, foi ajustado a valor presente com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

Consolidado	
31/12/2011	31/12/2010
Uso do Bem Público - UBP	17.808
41.641	

26 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL – AFAC

Com a finalidade de cobrir o programa de investimentos e as inversões financeiras em SPEs, a nossa Controladora, a Eletrobras, liberou recursos no montante de R\$ 1.293.000, sob a forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.

O aumento de capital proveniente desse Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC está previsto para acontecer em 2012, após a Chesf ter cumprido todas as disposições legais necessárias à formalização do processo.

27 – COMPROMISSOS

A Companhia possui individualmente, na data destas demonstrações, compromissos para aquisição de ativos contratados com fornecedores diversos, relativos a aquisições para formação de novos empreendimentos e para as substituições necessárias à manutenção operacional dos existentes, com realização prevista para o exercício de 2012 no montante de R\$ 1.237.802.

28 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

• Capital Social

O capital social, no valor de R\$ 7.720.760 (R\$ 7.720.760, em 2010), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	50.095	100,000	1.240	84,371	51.335	99,554
Ministério da Fazenda	-	-	194	13,184	194	0,376
Light	-	-	9	0,586	9	0,017
Outros	-	-	27	1,859	27	0,053
	50.095	100,000	1.470	100,000	51.565	100,000

As ações ordinárias são nominativas com direito a voto. As ações preferenciais, também nominativas, não têm classe específica nem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, gozando, entretanto, de prioridade na distribuição de dividendo, mínimo de 10% ao ano, calculado sobre o capital correspondente a essa espécie de ações.

A Companhia recebeu, neste exercício, de sua controladora, Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, com capitalização prevista para 2012, após o cumprimento das formalidades necessárias ao processo de aumento de capital (nota 26).

• Reservas de Capital

	31/12/2011	31/12/2010
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

• Reservas de Lucros

	31/12/2011	31/12/2010
Legal	501.886	439.822
Estatutárias	8.179	8.179
Lucros a realizar	428.599	446.532
Incentivos fiscais	693.200	380.357
Retenção de lucros	2.209.834	3.503.626
	3.841.698	4.778.516

A Reserva Legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária, limitada a 20% do capital social.

A Reserva de Lucros a Realizar, decorrente do saldo credor da correção monetária de exercícios anteriores ao de 1995, é revertida para a conta de lucros acumulados, com base no percentual de realização do Ativo Imobilizado, integrando a base de cálculo da remuneração aos acionistas.

A Reserva de Incentivos Fiscais foi criada pela Lei nº 11.638/2007. Por meio desta última, foi retirada da Lei nº 6.404/1976 a alínea "d" do § 1º Art. 182, que permitia a contabilização de doações e subvenções para investimento como reserva de capital, e incluiu o artigo 195-A que possibilita à Assembleia Geral, por proposta dos órgãos da administração, destinar para a reserva de incentivos fiscais a parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos, a qual poderá ser excluída da base de cálculo do dividendo obrigatório.

• Dividendos Adicionais Propostos

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido no estatuto, não aprovados em assembleia geral, está sendo apresentado no patrimônio líquido como dividendos adicionais propostos.

O cálculo da remuneração aos acionistas, bem como, os dividendos adicionais estão demonstrados na nota 36.

• Outros Resultados Abrangentes

A Companhia reconheceu neste exercício em seu patrimônio líquido de forma reflexa, pelo método da equivalência patrimonial, ajustes em Outros resultados abrangentes decorrentes de ganho no resultado de operações de hedge de fluxo de caixa efetivo registrados no patrimônio líquido das suas controladas em conjunto ESBR Participações S.A. e Manaus Transmissora de Energia S.A., proporcionalmente às participações nessas empresas no valor de R\$ 3.719 (perda de R\$ 1.702, em 2010).

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33 (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, líquidas do imposto de renda e da contribuição social diferidos, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 194.106 (perda de R\$ 162.045, em 2010).

29 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Em atendimento às exigências do CPC 30 – Receita (IAS 18), demonstramos a seguir a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada na demonstração do resultado. De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. As novas práticas contábeis estabelecem que a Companhia deve apresentar no seu demonstrativo de resultado somente a receita operacional líquida, por esta representar os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber originários de suas próprias atividades.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Fornecimento de energia elétrica	779.472	752.037	779.472	752.037
Suprimento de energia elétrica	3.407.106	3.356.039	3.407.106	3.356.039
Sistema de transmissão	630.849	485.561	639.490	486.523
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)*	(829)	305.885	(829)	305.885
Receita de construção	581.089	420.451	943.268	624.446
Receita financeira	617.491	690.179	702.196	759.023
Outras receitas operacionais	16.168	11.691	29.707	25.937
	6.031.346	6.021.843	6.500.410	6.309.890
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
Reserva Global de Reversão – RGR	(130.353)	(131.007)	(132.089)	(132.599)
ICMS sobre energia elétrica	(97.061)	(84.212)	(97.065)	(84.212)
ISS	(816)	(568)	(816)	(815)
Pesquisa e Desenvolvimento	(47.240)	(48.944)	(47.836)	(49.544)
Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	(126.433)	(105.837)	(126.433)	(105.837)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(17.925)	(19.598)	(17.925)	(19.598)
Proinfa	(39.206)	(51.077)	(39.206)	(51.077)
PIS/Pasep	(80.692)	(78.698)	(81.195)	(79.194)
Cofins	(373.133)	(351.354)	(375.453)	(353.956)
	(912.859)	(871.295)	(918.018)	(876.832)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.118.487	5.150.548	5.582.392	5.433.058

(*) O saldo negativo apresentado em 31/12/2011, decorre dos recálculos das liquidações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no mercado de curto prazo.

A receita da Companhia é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, da construção, operação e manutenção e atualização do ativo financeiro decorrente do seu sistema de transmissão. Estas operações estão amparadas em contratos de compra e venda de energia, em transações feitas no mercado de curto prazo, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e em contratos do sistema de transmissão.

30 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 611.514 (R\$ 565.981, em 2010) com a seguinte composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Reserva Global de Reversão – RGR	130.353	131.007	132.089	132.599
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	47.240	48.944	47.836	49.544
Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	126.433	105.837	126.433	105.837
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	17.925	19.598	17.925	19.598
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	39.206	51.077	39.206	51.077
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	21.638	11.509	21.951	11.778
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	224.374	192.768	224.374	192.768
Encargo de Energia de Reserva – EER	4.345	5.241	4.345	5.241
Total	611.514	565.981	614.159	568.442

31 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na Demonstração do Resultado do Exercício, têm a seguinte composição:

	Controladora			31/12/2010
	31/12/2011		Total	
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	7.635	-	7.635	24.061
Encargos de uso da rede de transmissão	805.270	-	805.270	765.661
Custo de construção	581.089	-	581.089	420.451
Pessoal	312.987	475.730	788.717	578.649
Material	15.705	13.408	29.113	24.138
Combustíveis para a produção de energia	4.793	-	4.793	2.296
Serviço de terceiros	65.263	124.491	189.754	177.999
Depreciação e amortização	342.778	75.230	418.008	416.097
Comp. Fin. pela utiliz. de recursos hídricos	224.374	-	224.374	192.768
Benefícios pós-emprego	-	(44.101)	(44.101)	(27.998)
Arrendamentos e aluguéis	6.957	16.275	23.232	21.342
Tributos	143	3.609	3.752	3.594
Provisões para contingências	-	158.839	158.839	82.357
Provisão (reversão de provisão) para créditos de liquidação duvidosa	(734)	17.849	17.115	18.740
Perdas com clientes	-	24.367	24.367	21.752
Participações nos lucros ou resultados	-	102.451	102.451	91.241
Outros	(20.866)	51.121	30.255	19.986
Total	2.345.394	1.019.269	3.364.663	2.833.134

	Consolidado			
	31/12/2011			31/12/2010
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	7.635	-	7.635	24.061
Encargos de uso da rede de transmissão	805.270	-	805.270	765.661
Custo de construção	943.268	-	943.268	624.446
Pessoal	314.493	483.572	798.065	585.956
Material	16.017	13.726	29.743	24.306
Combustíveis para a produção de energia	4.793	-	4.793	2.296
Serviço de terceiros	66.663	133.209	199.872	182.547
Depreciação e amortização	342.817	75.321	418.138	416.117
Comp. Fin. pela utiliz. de recursos hídricos	224.374	-	224.374	192.768
Benefícios pós-emprego	1.004	11.757	12.761	(27.998)
Arrendamentos e aluguéis	7.055	34.547	41.602	21.968
Tributos	171	9.160	9.331	3.624
Provisões para contingências	-	158.839	158.839	82.357
Provisão (reversão de provisão) para créditos de liquidação duvidosa	(734)	17.849	17.115	18.740
Perdas com clientes	-	24.367	24.367	21.752
Participações nos lucros ou resultados	-	102.451	102.451	91.241
Outros	(17.358)	(23.814)	(41.172)	23.582
Total	2.715.468	1.040.984	3.756.452	3.053.424

32 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Receitas Financeiras				
Renda de aplicações financeiras	133.179	78.043	144.853	80.488
Variações monetárias e acréscimos moratórios – energia vendida	86.953	154.275	86.954	154.277
Outras variações monetárias ativas	1.757	1.454	1.985	1.454
Outras receitas financeiras	35.848	23.247	31.654	33.970
PIS/Pasep e Cofins	(553)	99.686	(553)	99.686
	257.184	356.705	264.893	369.875
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(65.375)	(60.897)	(69.813)	(74.235)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(940)	(493)	(12.349)	(493)
Outras variações monetárias passivas	(151)	(141)	(498)	(141)
Outras despesas financeiras	(202.242)	(35.474)	(215.749)	(65.251)
	(268.708)	(97.005)	(298.409)	(140.120)
	(11.524)	259.700	(33.516)	229.755

33 – RECONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA O IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação das taxas efetivas e nominais utilizadas para cálculo da provisão para o Imposto de renda e da Contribuição social é demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Lucro antes do Imposto de renda e da Contribuição social	1.801.113	2.608.367	1.811.028	2.609.059
Encargo total do Imposto de renda e da Contribuição social calculado com base nas alíquotas de 15% mais adicional, e 9% respectivamente	612.354	886.821	615.484	887.056
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões permanentes	(52.543)	(75.329)	(42.406)	(69.420)
Imposto de renda apurados e Contribuição social	559.811	811.492	573.078	817.636
Imposto de renda e contribuição social corrente	570.107	715.563	580.037	726.489
Contribuição Social	157.024	195.800	159.777	198.677
Imposto de Renda	413.083	519.763	420.260	527.812
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(10.296)	95.929	(5.342)	91.147
Contribuição Social	1.687	37.551	3.260	36.285
Imposto de Renda	(11.983)	58.378	(8.602)	54.862
Imposto de renda do exercício e Contribuição social	559.811	811.492	574.695	817.636

34 – INCENTIVOS FISCAIS – SUDENE/SUDAM

A Medida Provisória no 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei no 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene e da Sudam que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato de Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A Chesf obteve em 2008 a concessão do direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto de Renda e Adicionais não Restituíveis, calculados com base no lucro da exploração. Tal incentivo foi concedido para os exercícios de 2008 a 2017.

No ano de 2010 a Chesf protocolou na Sudene projeto requerendo o incentivo de Reinvestimento previsto no art. 19 da Lei nº 8.167, de 16 de janeiro de 2001, com as alterações introduzidas pelo art. 3º da Medida Provisória nº 2.199-14/2001. Esse projeto foi aprovado pela Sudene em setembro de 2011.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis totalizou no exercício R\$ 302.985 (R\$ 380.357, em 2010), e o incentivo fiscal de Reinvestimento totalizou R\$ 9.858 (sem comparativo em 2010), com os seus registros no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, serão objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

De forma consolidada com as suas controladas em conjunto STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. e Integração Transmissora de Energia S.A, a Companhia apurou incentivo fiscal, no exercício, no montante de R\$ 317.812 (R\$ 385.809, em 2010).

35 – PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS OU RESULTADOS

Em decorrência de Acordo Coletivo de Trabalho e observadas as disposições legais e estatutárias a Companhia contabilizou o montante de R\$ 102.451 (R\$ 91.241, em 2010) destinado à participação dos empregados nos lucros ou resultados do exercício, a ser submetida à Assembleia Geral Ordinária – AGO.

36 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Lucro líquido do exercício	1.554.145	2.177.232
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(312.843)	(380.357)
Constituição da Reserva legal	(62.065)	(89.844)
Realização da Reserva de lucros a realizar	17.933	18.027
Lucro líquido ajustado – base de cálculo da remuneração	1.197.170	1.725.058
Adoção inicial das novas práticas	-	168.195
Lucro a distribuir	1.197.170	1.893.253
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	299.293	431.266
Remuneração proposta:		
Dividendos mínimos obrigatórios	299.293	431.266
Dividendos adicionais	897.877	1.461.987
Remuneração líquida	1.197.170	1.893.253
Percentual sobre o lucro líquido a distribuir	100,00%	100,00%
Dividendos brutos por ação ordinária (R\$)	23,22	36,72
Dividendos brutos por ação preferencial (R\$)	23,22	36,72

O estatuto social da Companhia estabelece como dividendos mínimos obrigatórios uma distribuição de 25% do resultado líquido apurado em cada exercício social ajustado na forma da Lei.

De acordo com as novas práticas contábeis estabelecidas na Interpretação Técnica ICPC 08 – Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos excedente ao mínimo obrigatório estabelecido no estatuto, não aprovado em assembleia geral, está sendo apresentado no patrimônio líquido como dividendos adicionais propostos.

A remuneração aos acionistas será paga na data que vier a ser fixada na Assembleia Geral Ordinária – AGO de acionistas, ou de acordo com a Lei Societária, no caso de a AGO não se pronunciar sobre a matéria, e terão os seus valores atualizados monetariamente a partir de 31/12/2011 até a data do pagamento, com base na variação da taxa Selic.

A 63ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 16/06/2011, que aprovou as Demonstrações Financeiras do exercício de 2010, decidiu pela destinação da totalidade do lucro líquido ajustado daquele exercício sob a forma de dividendos, ocorrendo naquela ocasião o compromisso do acionista controlador de garantir os recursos necessários ao programa de investimentos da Companhia, concretizado em 2011, por meio de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (Nota 26).

37 – LUCRO POR AÇÃO

a) Lucro Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro do período atribuível aos acionistas da Companhia pela quantidade de ações em circulação representativas do capital social no respectivo período.

	31/12/2011			31/12/2010		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Básico						
Numerador						
Lucro líquido atribuível aos acionistas	1.509.840	44.305	1.554.145	2.115.164	62.068	2.177.232
Denominador						
Quantidade de ações	50.095	1.470	51.565	50.095	1.470	51.565
Lucro básico por ação em R\$	30,14	30,14	30,14	42,22	42,22	42,22

b) Lucro Diluído

O lucro diluído por ação é calculado por meio da quantidade de ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados. A Companhia tem apenas como instrumento diluidor o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC ocorrido em dezembro de 2011.

	31/12/2011			31/12/2010		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Diluído						
Numerador						
Lucro líquido atribuível aos acionistas	1.509.823	44.322	1.554.145	2.115.164	62.068	2.177.232
Denominador						
Quantidade com a conversão pressuposta	53.857	1.581	55.438	50.095	1.470	51.565
Lucro diluído por ação em R\$	28,03	28,03	28,03	42,22	42,22	42,22

38 – PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas são realizadas de acordo com padrões e preços de mercado ou baseadas em contratos próprios do Setor Elétrico. Na sequência, identificamos as empresas/entidades relacionadas com a Companhia:

Empresas	Natureza de Operação	31/12/2011			31/12/2010		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
	Contas a receber	1.547	-	-	1.106	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	143.020	-	-	153.941	-
	Contas a pagar	-	494	-	-	407	-
Eletrobras	Dividendos	-	295.852	-	-	427.824	-
	Despesa financeira	-	-	(9.739)	-	-	(15.442)
	Atualização de dividendos	-	-	(178.696)	-	-	(16.099)
	AFAC	-	1.293.000	-	-	-	-
		1.547	1.732.366	(188.435)	1.106	582.172	(31.541)
	Clientes	4.912	-	-	4.288	-	-
	Contas a receber	11	-	-	10	-	-
	Fornecedores	-	14.708	-	-	13.346	-
Furnas	Dividendos	-	14	-	-	2	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(126.651)	-	-	(129.251)
	Atualização de dividendos	-	-	(2)	-	-	-
		4.923	14.722	(126.653)	4.298	13.348	(129.251)
	Contas a receber	25	-	-	27	-	-
	Fornecedores	-	7.835	-	-	6.614	-
Eletrosul	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(65.290)	-	-	(63.666)
		25	7.835	(65.290)	27	6.614	(63.666)
	Clientes	7.832	-	-	6.587	-	-
	Fornecedores	-	8.760	-	-	8.489	-
	Contas a pagar	-	91	-	-	-	-
Eletronorte	Contas a receber	8	-	-	8	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(78.445)	-	-	(72.637)
		7.840	8.851	(78.445)	6.595	8.489	(72.637)

	Cientes	617	-	-	534	-	-
Eletronuclear	Dividendos	-	8	-	-	1	-
	Atualização de dividendos	-	-	(1)	-	-	-
		617	8	(1)	534	1	-
CGTEE	Cientes	37.078	-	-	37.720	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	3	-
	Suprimento de energia	-	-	41.894	-	-	255.273
		37.078	-	41.894	37.720	3	255.273
Eletropar	Contas a receber	14.693	-	-	14.693	-	-
	(-) Provisão para perdas	(13.237)	-	-	(13.237)	-	-
	Adiantamento a fornecedores	5.279	-	-	5.279	-	-
	Contas a pagar	-	1.456	-	-	1.456	-
		6.735	1.456	-	6.735	1.456	-
Ceal	Cientes	27.817	-	-	23.553	-	-
	Contas a receber	25	-	-	23	-	-
	Suprimento de energia	-	-	57.088	-	-	54.394
		27.842	-	57.088	23.576	-	54.394
Fachesf	Fornecedores	-	7.181	-	-	1.695	-
	Contribuição normal	-	9.317	-	-	8.290	-
	Contratos atuariais	-	381.560	-	-	362.691	-
	Despesas operacionais	-	-	(16.381)	-	-	(13.493)
	Despesas atuariais	-	-	44.101	-	-	27.998
		-	398.058	27.720	-	372.676	14.505
Cepisa	Cientes	11.325	-	-	65.846	-	-
	Suprimento de energia	-	-	47.585	-	-	46.767
		11.325	-	47.585	65.846	-	46.767
STN	Contas a receber	174	-	-	-	-	-
	Partic. societária permanente	195.267	-	-	193.244	-	-
	Fornecedores	-	1.271	-	-	1.151	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.055	-	-	1.854
	Receita financeira (JCP)	-	-	5.872	-	-	3.342
	Equivalência patrimonial	-	-	28.314	-	-	33.262
		195.441	1.271	25.372	193.244	1.151	28.048
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	31.692	-	-	28.530	-	-
	Fornecedores	-	929	-	-	903	-
	Dividendos	609	-	-	676	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(8.429)	-	-	(8.045)
	Equivalência patrimonial	-	-	3.095	-	-	2.844
		32.301	929	(5.334)	29.206	903	(5.201)
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	75.638	-	-	61.286	-	-
	Cientes	244	-	-	-	-	-
	Dividendos	4.252	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	18.604	-	-	(330)
		80.134	-	18.604	61.286	-	(330)
ESBR Participações S.A.	Partic. societária permanente	554.408	-	-	412.001	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(3.646)	-	-	(2.952)
	Outros resultados abrangentes	-	(3.253)	-	-	(2.170)	(1.235)
		554.408	(3.253)	(3.646)	412.001	(2.170)	(4.187)
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	179.878	-	-	61.574	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	10.872	-	-	2.066
		179.878	-	10.872	61.574	-	2.066
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	122.268	-	-	(18.187)	-	-
	Contas a pagar	-	112	-	-	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	(467)	-	-	(466)	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	1.722	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(8.041)	-	-	(8.981)
		122.268	(355)	(6.319)	(18.187)	(466)	(8.981)

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2011			31/12/2010		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	6.392	-	-	5.949	-	-
	Dividendos	8.432	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	8.874	-	-	5.948
		14.824	-	8.874	5.949	-	5.948
TDG	Partic. societária permanente	15.235	-	-	13.018	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	2.217	-	-	(261)
		15.235	-	2.217	13.018	-	(261)
Norte Energia S.A.	Partic. societária permanente	217.672	-	-	26.669	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(997)	-	-	(333)
		217.672	-	(997)	26.669	-	(333)
Ceron	Cientes	197	-	-	-	-	-
		197	-	-	-	-	-
Eletroacre	Cientes	242	-	-	-	-	-
	Suprimento de energia	-	-	1.211	-	-	-
		242	-	1.211	-	-	-
Sete Gameleiras	Partic. societária permanente	1.850	-	-	158	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(157)	-	-	(3)
		1.850	-	(157)	158	-	(3)
São Pedro	Partic. societária permanente	1.803	-	-	157	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(143)	-	-	(4)
		1.803	-	(143)	157	-	(4)
Pedra Branca	Partic. societária permanente	1.737	-	-	158	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(179)	-	-	(3)
		1.737	-	(179)	158	-	(3)
Cepel	Despesas operacionais	-	-	(12.826)	-	-	(9.863)
		-	-	(12.826)	-	-	(9.863)
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	980	-	-	-	-	-
		980	-	-	-	-	-

A seguir, identifica-se as origens das principais transações, por empresa:

Eletrobras

- Contratos de financiamentos e empréstimos celebrados entre as partes, de acordo com as condições mencionadas na nota 19;
- Remuneração pelo capital investido;
- Instrumentos de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, de acordo com a nota 26.

Furnas

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

Eletrosul

- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

Eletronorte

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

CGTEE

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;

Eletropar

- Contratos celebrados para prestação de serviços;

Ceal

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão.

Fachesf

- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Contrato de aluguel dos prédios sede e anexo da Companhia;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia.

Cepisa

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

Integração Transmissora de Energia S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

Energética Águas da Pedra S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

ESBR Participações S.A.

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contrato celebrado para prestação de serviços.

Manaus Construtora Ltda.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Norte Energia S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

Sete Gameleiras

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

São Pedro do Lago

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Pedra Branca S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Cepel

- Contrato de contribuição mensal como associado.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Além das empresas antes apresentadas, a Companhia também possui as seguintes partes relacionadas:

- Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.
- Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.;
- Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II.

Remuneração de pessoal-chave

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2011 está demonstrado a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	2.910	2.709
Encargos Sociais	730	740
Benefícios	327	207
Participações nos lucros ou resultados	324	282
	4.291	3.938

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

39 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38 (IAS 39), 39 (IAS 32) e 40 (IFRS 7) e à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia procedeu à avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

39.1 - Considerações gerais:

Os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir, com posições em 31/12/2011:

ATIVO

- Caixa e equivalentes de caixa

São classificados como mantido para negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.

- Clientes

Decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como recebíveis e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

- Ativo Financeiro – Concessões de serviço público

Os valores dos ativos financeiros a serem recebidos durante a concessão estão reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços da concessão e o valor contábil dos ativos financeiros com expectativa de serem recebidos no fim da concessão.

- Cauções e depósitos vinculados

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

- Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras em Letras Financeiras do Tesouro – LFT são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registradas pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustadas ao valor provável de realização, quando aplicável.

PASSIVO

- Fornecedores

Decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados a valor justo.

- Financiamentos e empréstimos

Estas operações de crédito estão atualizadas até a data do balanço; os correspondentes encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31/12/2011, e os contratos de mútuo com a nossa controladora, a Eletrobras, que representam cerca de 22% do total da dívida da Companhia, dos quais 3,7% são remunerados a uma taxa de juros equivalente a 10% ao ano. A taxa de mercado da Eletrobras é por ela definida levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do Setor Elétrico. Considerando as circunstâncias especiais envolvidas no financiamento de seus projetos de expansão, o valor de mercado desses empréstimos corresponde a seus valores contábeis.

- Debêntures

Correspondem a 420 debêntures emitidas pela controlada em conjunto Interligação Elétrica do Madeira S.A., em setembro de 2011, ao valor unitário de R\$ 1 milhão, com taxa de juros de 106,5% do CDI, a serem totalmente resgatadas em 15 de setembro de 2012. No saldo de R\$ 430.580, a participação da Companhia de 24,5% corresponde a R\$ 105.492.

- Concessões a pagar - Uso do Bem Público

Refere-se a contratos de concessão onerosa entre suas controladas em conjunto e a União Federal para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas Jirau e Belo Monte (nota 25);

Os valores dos instrumentos financeiros reconhecidos nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2011 são equivalentes a seus valores de mercado, considerando os critérios de mensuração de cada um.

39.2 - Categoria de Instrumentos financeiros

Categoria	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Ativos financeiros:				
Mensurado a valor justo				
Caixa e equivalentes de caixa	268.638	299.397	564.024	497.993
Mantidos para negociação				
Títulos e valores mobiliários	914.071	962.306	914.071	962.306
Recebíveis				
Clientes	745.277	856.975	752.450	864.142
Ativo financeiro - Concessões de serviço público	6.071.981	5.676.092	7.100.236	6.328.770
Cauções e depósitos vinculados	295.785	254.559	302.423	262.454
Mantidos até o vencimento				
Títulos e valores mobiliários	8.541	8.403	8.541	8.403
	8.304.293	8.057.732	9.641.745	8.924.068
Passivos financeiros:				
Mensurados ao custo amortizado				
Fornecedores	370.788	268.592	562.558	359.158
Financiamentos e empréstimos	791.848	693.226	2.694.533	1.901.527
Debêntures	-	-	105.492	-
Concessões a pagar - Uso do Bem Público	-	-	41.641	17.808
	1.162.636	961.818	3.404.224	2.278.493

39.3 - Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para a redução de custos.

A Companhia possui uma excelente capacidade de alavancagem, fruto de sua geração de caixa, que garante seus investimentos, que pode ser demonstrada com base no índice de alavancagem financeira, utilizado pela sua controladora para o Sistema Eletrobras. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos, empréstimos e debêntures, de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado pela soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2011 e 2010 podem ser assim sumarizados:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Financiamentos, empréstimos e debêntures	791.848	693.226	2.800.025	1.901.527
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	268.638	299.397	564.024	497.993
Dívida líquida	523.210	393.829	2.236.001	1.403.534
(+) Total do patrimônio líquido	16.818.638	17.216.161	16.818.638	17.216.161
Total do capital	17.341.848	17.609.990	19.054.639	18.619.695
Índice de alavancagem financeira	3,0%	2,2%	11,7%	7,5%

A Companhia recebeu de sua controladora, a Eletrobras, no exercício de 2011, adiantamento para futuro aumento de capital, no valor de R\$ 1.293.000, com previsão de capitalização em 2012 (nota 26).

39.4 - Gestão de Riscos

A Companhia possui os seguintes riscos associados à utilização de seus instrumentos financeiros:

- Risco de mercado

É o risco de que mudanças de mercado, como mudanças nas taxas de juros e nos preços, poderão afetar as receitas da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros.

- Risco de encargos da dívida

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a contratos de financiamento, ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia.

A Administração da Companhia não identifica entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2011, a ocorrência de diferenças relevantes originadas de operações que envolvam instrumentos financeiros que requeiram divulgação específica.

• Risco de estrutura de capital (ou risco financeiro)

Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia faz para financiar suas operações. A Companhia segue a estrutura de capital determinada por estudos técnicos elaborados para a definição do negócio, bem como pelos limites estabelecidos pelos agentes financeiros.

• Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos por meio de suas controladas em conjunto com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants financeiros*). O descumprimento dessas restrições pode implicar o vencimento antecipado da dívida.

• Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva durante a estação úmida, poderá reduzir o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo, como consequência, o aumento no custo da aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho de usinas termelétricas. Numa situação extrema, poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS não prevê, para os próximos anos, um novo programa de racionamento.

• Risco de liquidez

A previsão de fluxo de caixa é realizada pela Companhia, sendo sua projeção monitorada continuamente a fim de garantir as exigências de liquidez, os limites ou cláusulas dos contratos de financiamentos e caixa suficiente para atendimento às necessidades operacionais do negócio.

O excesso de caixa gerado pela Companhia é investido, escolhendo instrumentos com rentabilidade, vencimentos e liquidez suficiente e apropriados para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões antes mencionadas.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não-derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados.

	Controladora			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Em 31 de dezembro de 2011				
Financiamentos e empréstimos	336.680	133.348	173.262	123.507
Fornecedores	370.788	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2010				
Financiamentos e empréstimos	62.730	361.156	130.191	126.939
Fornecedores	299.328	-	-	-
	Consolidado			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Em 31 de dezembro de 2011				
Financiamentos e empréstimos	1.111.103	146.667	583.613	1.547.582
Debêntures	105.492	-	-	-
Fornecedores	562.558	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Concessões a pagar – Uso do Bem Público	41.641	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2010				
Financiamentos e empréstimos	306.758	374.475	262.816	732.543
Fornecedores	359.158	-	-	-
Concessões a pagar – Uso do Bem Público	17.808	-	-	-

• Risco Regulatório

A Companhia detém concessões para a exploração de serviços de geração e transmissão de energia elétrica que, de acordo com a legislação em vigor, podem não ser renovadas. Caso a renovação dessas concessões não seja deferida, ou a renovação venha a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia – concessão onerosa, podem ocorrer comprometimento de seu desempenho operacional.

39.5 - HEDGE

A Companhia não possuía isoladamente operações de *hedge* ou outros derivativos, no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, nem possui previsão para este tipo de operação. Entretanto, existem transações por meio de suas controladas em conjunto que possuem tais instrumentos financeiros conforme abaixo:

39.5.1 - ESBR Participações S.A.

Em 2009, com o intuito de reduzir a exposição cambial de determinadas parcelas do contrato com a empresa chinesa Dong Fang, a controlada em conjunto firmou contratos a termo de moeda sem entrega física (NDF) com instituições financeiras. Os valores desses acordos foram de US\$ 41.000 e US\$ 16.400, com vencimentos em 17 de setembro de 2009 e 18 de dezembro de 2009, e taxas pactuadas de R\$ 2,29 e R\$ 2,18, respectivamente. Tais operações foram classificadas como *hedges* de fluxo de caixa. Conforme previsto nas normas contábeis brasileiras, as variações cambiais das NDF foram registradas na conta de Outros resultados abrangentes e transferidas ao ativo imobilizado quando da efetiva liquidação do passivo junto ao fornecedor.

Em 17 de setembro de 2009, a controlada liquidou a operação de NDF no valor de US\$ 41.000 com perdas apuradas de R\$ 20.360.

Em relação ao contrato de NDF, no valor de US\$ 16.400, sua liquidação ocorreu na data do vencimento, com resultado negativo de R\$ 6.599, sem que houvesse cumprimento das obrigações contratuais por parte do fornecedor. As variações cambiais da NDF foram registradas no patrimônio líquido e lá mantidas até o real cumprimento das obrigações da Dong Fang, o que ocorreu ao fim do primeiro semestre de 2010.

A partir do final do exercício de 2009, a controlada alterou sua estratégia de *hedge* e desde então vem realizando aplicações financeiras em dólar dos Estados Unidos, com a finalidade de lastrear as garantias das

cartas de crédito emitidas pelos Banco do Brasil e Banco Itaú em favor dos fornecedores chineses Dong Fang e Hyosung. Tais aplicações também são classificadas como *hedge* de fluxo de caixa.

A movimentação completa da conta de ajustes de variação patrimonial, durante os anos findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010, é descrita a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010
Saldo no início do exercício	(12.778)	(6.599)
Variação cambial sobre NDF	-	-
Variação cambial sobre principal de depósitos vinculados	10.485	(11.845)
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício anterior	5.780	6.599
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício atual	-	(933)
Saldo no final do exercício	3.487	(12.778)

Estas operações geraram no exercício um resultado abrangente, o qual está refletido na DMPL consolidada no valor de R\$ 3.253.

• **Análise de Sensibilidade**

A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da controlada, proporcionais à sua participação, advindos de apreciação e depreciação cambial de 25% e 50%, os quais estão demonstrados a seguir:

Contrato	Depreciação dos Índices						
	Saldo (US\$ mil)	Saldo (R\$ mil)	Índice (US\$)	Cenário I (-25%) Índice	Cenário II (-50%) Índice	Cenário I (-25%) Valor	Cenário II (-50%) Valor
SPE							
1: Banco do Brasil R\$/US\$	3.110	5.631	1,8109	1,3582	0,9055	4,223	2,816
2: Itaú R\$/US\$	10.852	19.652	1,8109	1,3582	0,9055	14,739	9,826
TOTAL	13.962	25.283				18.962	12.642

Contrato	Apreciação dos Índices						
	Saldo (US\$ mil)	Saldo (R\$ mil)	Índice (US\$)	Cenário I (+25%) Índice	Cenário II (+50%) Índice	Cenário I (+25%) Valor	Cenário II (+50%) Valor
SPE							
1: Banco do Brasil R\$/US\$	3.110	5.631	1,8109	2,2636	2,7164	7,039	8,447
2: Itaú R\$/US\$	10.852	19.652	1,8109	2,2636	2,7164	24,565	29,478
TOTAL	13.962	25.283				31.604	37.925

39.5.2 - Manaus Transmissora de Energia S.A.

Os instrumentos financeiros derivativos contratados pela controlada Manaus Transmissora de Energia S.A. têm o propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação nas taxas de câmbio e variação do preço do alumínio no mercado internacional, que têm peso significativo no seu plano de investimentos. Eles não são utilizados para fins especulativos e foram enquadrados em 2008 na categoria de *Hedge* de fluxo de caixa. Tais instrumentos foram contratados com instituições financeiras de primeira linha, no Brasil e no exterior.

A parcela efetiva das valorizações ou desvalorizações dos instrumentos financeiros enquadrados na categoria de *Hedge* de fluxo de caixa foi registrada em 2008, líquida dos efeitos tributários, em conta destacada do patrimônio líquido, na rubrica "Outros Resultados Abrangentes" até a compra do ativo imobilizado relacionado, quando este valor ajustaria o custo deste ativo. Entende-se por parcela efetiva aquela em que a variação no item objeto de *hedge*, diretamente relacionada ao risco correspondente, é compensada pela variação no instrumento financeiro utilizado para *hedge*, considerando o efeito acumulado da operação. As demais variações verificadas nesses instrumentos são reconhecidas diretamente no resultado do período.

Em 18 de agosto de 2008, a controlada contratou operação de compromisso de compra futura de alumínio (LME), junto ao Banco Sociétè Générale, visando a proteger-se da variação da cotação do preço dessa matéria prima no mercado internacional decorrente da necessidade de compra de cabos para a construção da linha de transmissão. O valor em moeda estrangeira correspondia a US\$ 73.486 mil e esta operação teve vencimento substancialmente no exercício de 2011. Em 31 de dezembro de 2009, o valor justo dessa operação gerou um ganho de R\$ 42.530, registrado na rubrica "Resultado financeiro".

Em 1º de julho de 2008, foi contratada e liquidada no vencimento operação a termo de compra de US\$ 221.000 mil junto aos bancos PNB Paribas e Citibank. Sua liquidação se deu em novembro de 2008, pelo valor justo de R\$ 500.720 com ganho financeiro de R\$ 131.212, registrado na rubrica de "Ajustes de avaliação patrimonial" no patrimônio líquido por atender, na época, aos requerimentos necessários para aplicação de *hedge accounting*.

Em 2009, em razão de alterações na estratégia, as transações altamente prováveis, objetos de cobertura de *hedges*, previstas em 2008 para ocorrerem até o vencimento dos derivativos, não mais ocorreriam considerando a opção adotada de adquirir os equipamentos junto a fornecedores que assumissem o risco da variação do valor do alumínio. Desta forma, o ganho ou a perda que em 2008 haviam sido diretamente contabilizados na rubrica "Ajustes de avaliação patrimonial" foram transferidos para o resultado no exercício de 2009, na rubrica "Resultado financeiro". Em 31 de dezembro de 2009, o valor justo da operação gerou um ganho de R\$ 42.530, registrado na rubrica "Resultado financeiro".

Em 4 de março de 2010, foi contratada operação a termo de compra de moedas na modalidade de *Non-Deliverable Forward* (NDF), com o HSBC Bank Brasil S.A - Banco Múltiplo visando a obtenção de caixa para honrar compromissos já contratados.

Até 26 de novembro de 2010, por não atender aos requisitos necessários à aplicação de *hedge accounting*, as valorizações e/ou desvalorizações dos instrumentos financeiros prosseguiram lançadas ao resultado do exercício.

Em 27 de novembro de 2010, a partir de uma reavaliação das estratégias de *hedge* face às estratégias operacionais de compra de materiais, a administração da controlada, conforme aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 2 de dezembro de 2010, decidiu pela liquidação antecipada de parte da carteira de derivativos, reajustando as posições e readequando as operações aos requerimentos necessários para aplicação de *hedge accounting*. Assim, em 27 e 30 de dezembro de 2010 foram efetuadas as liquidações das coberturas financeiras das operações de NDF e LME, respectivamente.

As operações com derivativos foram totalmente liquidadas em 2011 e geraram um ganho registrado em Outros resultados abrangentes refletido na DMPL consolidada, no valor de R\$ 466.

39.5.3 - Interligação Elétrica da Madeira S.A.

A SPE celebrou neste exercício contrato de Instrumentos Financeiros derivativos, como proteção para o risco cambial na contratação de fornecimentos de cantoneiras de aço, alumínio e cabos de alumínio.

A Gestão de Instrumentos Financeiros está aderente ao seu Plano de Negócios. O resultado auferido dessa operação e a aplicação do controle para o gerenciamento do seu risco faz parte do monitoramento dos riscos financeiros adotado pela Companhia.

A SPE adotou o "Hedge Accounting" e classifica o derivativo contratado como Hedge de Valor Justo, segundo os parâmetros descritos no Pronunciamento Contábil CPC 38 e no IAS 39.

39.6 - Estimativa do valor justo

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

	Controladora			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Em 31 de dezembro de 2011				
<u>Ativos</u>				
Aplicações Financeiras	265.332	-	-	265.332
Títulos e valores mobiliários	922.612	-	-	922.612
Total	1.187.944	-	-	1.187.944
Em 31 de dezembro de 2010				
<u>Ativos</u>				
Aplicações Financeiras	289.856	-	-	289.856
Títulos e valores mobiliários	970.709	-	-	970.709
Total	1.260.565	-	-	1.260.565

	Consolidado			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Em 31 de dezembro de 2011				
<u>Ativos</u>				
Aplicações Financeiras	511.430	-	-	511.430
Títulos e valores mobiliários	922.612	-	-	922.612
Total	1.434.042	-	-	1.434.042
Em 31 de dezembro de 2010				
<u>Ativos</u>				
Aplicações Financeiras	487.300	-	-	487.300
Títulos e valores mobiliários	970.709	-	-	970.709
Total	1.458.009	-	-	1.458.009

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) que em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

40 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE

	Controladora					
	31/12/2011			31/12/2010		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.565.536	1.552.951	5.118.487	3.814.609	1.335.939	5.150.548
CUSTO OPERACIONAL						
Custo com energia elétrica						
Energia elétrica comprada para revenda	(7.635)	-	(7.635)	(24.061)	-	(24.061)
Encargos de uso da rede de transmissão	(805.270)	-	(805.270)	(765.661)	-	(765.661)
Custo de operação						
Pessoal	(78.816)	(231.982)	(310.798)	(85.363)	(241.533)	(326.896)
Material	(3.123)	(11.806)	(14.929)	(3.327)	(8.147)	(11.474)
Combustíveis para a produção de energia	(4.793)	-	(4.793)	(2.296)	-	(2.296)
Serviço de terceiros	(14.292)	(50.397)	(64.689)	(17.575)	(43.793)	(61.368)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(224.374)	-	(224.374)	(192.768)	-	(192.768)
Depreciação e amortização	(342.778)	-	(342.778)	(345.896)	-	(345.896)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(12.995)	(8.643)	(21.638)	(2.943)	(8.566)	(11.509)
Outras	43.171	(7.734)	35.437	32.161	(2.385)	29.776
	(1.450.905)	(310.562)	(1.761.467)	(1.407.729)	(304.424)	(1.712.153)
CUSTO DO SERV. PRESTADO A TERCEIROS	734	(3.572)	(2.838)	(3.394)	-	(3.394)
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	-	(581.089)	(581.089)	-	(420.451)	(420.451)
LUCRO BRUTO	2.115.365	657.728	2.773.093	2.403.486	611.064	3.014.550
DESPESAS OPERACIONAIS	(306.856)	(712.413)	(1.019.269)	(253.135)	(444.001)	(697.136)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	1.808.509	(54.685)	1.753.824	2.150.351	167.063	2.317.414
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Ganhos em equivalência patrimonial	45.189	26.788	71.977	31.168	13.737	44.905
Perdas em equivalência patrimonial	(8.265)	(4.899)	(13.164)	(10.544)	(3.108)	(13.652)
	36.924	21.889	58.813	20.624	10.629	31.253

RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA					
Renda de aplicações financeiras	92.583	40.596	133.179	57.722	20.321
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	80.893	6.060	86.953	137.028	17.247
Outras variações monetárias ativas	430	1.327	1.757	391	1.063
Outras receitas financeiras	18.496	17.352	35.848	8.742	14.505
PIS/Pasep e Cofins	(403)	(150)	(553)	78.672	21.014
Encargos de dívidas	(30.230)	(35.145)	(65.375)	(26.788)	(34.109)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	-	(940)	(940)	(115)	(378)
Outras variações monetárias passivas	(75)	(76)	(151)	(1.516)	1.375
Outras despesas financeiras	(191.475)	(10.767)	(202.242)	(27.323)	(8.151)
	(29.781)	18.257	(11.524)	226.813	32.887
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	1.815.652	(14.539)	1.801.113	2.397.788	2.105.579
Imposto de renda e contribuição social	(568.605)	(1.502)	(570.107)	(783.124)	67.561
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(16.524)	26.820	10.296	(24.780)	(71.149)
Incentivos Fiscais	310.208	2.635	312.843	384.590	(4.233)
	1.540.731	13.414	1.554.145	1.974.474	202.758
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO					
Lucro básico por ação (R\$)	-	-	30,14	-	-
Lucro diluído por ação (R\$)	-	-	28,03	-	-

	Consolidado					
	31/12/2011			31/12/2010		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.565.332	2.017.060	5.582.392	3.814.609	1.618.449	5.433.058
CUSTO OPERACIONAL						
Custo com energia elétrica						
Energia elétrica comprada para revenda	(7.635)	-	(7.635)	(24.061)	-	(24.061)
Encargos de uso da rede de transmissão	(805.270)	-	(805.270)	(765.661)	-	(765.661)
Custo de operação						
Pessoal	(78.818)	(233.486)	(312.304)	(85.363)	(242.904)	(328.267)
Material	(3.134)	(12.107)	(15.241)	(3.327)	(8.245)	(11.572)
Combustíveis para a produção de energia	(4.793)	-	(4.793)	(2.296)	-	(2.296)
Serviço de terceiros	(14.307)	(51.781)	(66.088)	(17.575)	(44.339)	(61.914)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(224.374)	-	(224.374)	(192.768)	-	(192.768)
Depreciação e amortização	(342.779)	(38)	(342.817)	(345.896)	-	(345.896)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(12.995)	(8.956)	(21.951)	(2.943)	(8.835)	(11.778)
Outras	43.169	(7.973)	35.196	32.161	(2.603)	29.558
	(1.450.936)	(314.341)	(1.765.277)	(1.407.729)	(306.926)	(1.714.655)
CUSTO DO SERV. PRESTADO A TERCEIROS	734	(7.657)	(6.923)	(3.394)	-	(3.394)
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	-	(943.268)	(943.268)	-	(624.446)	(624.446)
LUCRO BRUTO	2.115.130	751.794	2.866.924	2.403.486	687.077	3.090.563
DESPESAS OPERACIONAIS	(320.795)	(720.189)	(1.040.984)	(260.551)	(450.378)	(710.929)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	1.794.335	31.605	1.825.940	2.142.935	236.699	2.379.634
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Ganhos em equivalência patrimonial	11.680	6.924	18.604	-	-	-
Perdas em equivalência patrimonial	-	-	-	(255)	(75)	(330)
	11.680	6.924	18.604	(255)	(75)	(330)
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA						
Renda de aplicações financeiras	100.878	43.975	144.853	58.691	21.797	80.488
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	80.893	6.061	86.954	137.028	17.249	154.277
Outras variações monetárias ativas	430	1.555	1.985	391	1.063	1.454
Outras receitas financeiras	15.887	15.767	31.654	40.493	(6.523)	33.970
PIS/Pasep e Cofins	(403)	(150)	(553)	78.672	21.014	99.686
Encargos de dívidas	(30.230)	(39.583)	(69.813)	(26.788)	(47.447)	(74.235)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(3.133)	(9.216)	(12.349)	(115)	(378)	(493)
Outras variações monetárias passivas	(75)	(423)	(498)	(1.516)	1.375	(141)
Outras despesas financeiras	(156.811)	(58.938)	(215.749)	(34.638)	(30.613)	(65.251)
	7.436	(40.952)	(33.516)	252.218	(22.463)	229.755
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	1.813.451	(2.423)	1.811.028	2.394.898	214.161	2.609.059
Imposto de renda e contribuição social	(568.271)	(11.766)	(580.037)	(783.172)	56.683	(726.489)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14.657)	19.999	5.342	(21.842)	(69.305)	(91.147)
Incentivos Fiscais	310.208	7.604	317.812	384.590	1.219	385.809
	1.540.731	13.414	1.554.145	1.974.474	202.758	2.177.232
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO						
Lucro básico por ação (R\$)	-	-	30,14	-	-	42,22
Lucro diluído por ação (R\$)	-	-	28,03	-	-	42,22

41 – SEGUROS

Atualmente a Chesf possui três contratos de seguros cada um com período de duração de um ano e todos com início a partir de 30/04/2011, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Apólices	Importâncias Seguradas	Prêmios Anuais
- Riscos Nomeados:		
Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	4.258.526	9.019
- Riscos aeronáuticos	33.348	368
- Transporte	144.796	142
	4.436.670	9.529

Para o Seguro de Riscos Nomeados na apólice contratada foram destacadas as usinas e subestações, nomeando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra possíveis danos elétricos, riscos para equipamentos eletrônicos e informática.

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 7.656 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 2.436 para responsabilidade civil e R\$ 23.356 para responsabilidade civil a 2º Risco, previsto no Código Brasileiro de Aeronáutica, que são coberturas contra danos causados a terceiros.

Para o seguro de transporte, a Companhia mantém apólices para garantir a movimentação de materiais nas modalidades terrestre, marítimo e aéreo nacionais, e marítimo e aéreo internacionais, mensalmente endossadas e com importâncias seguradas averbadas até 31/12/2011.

Na determinação da política de seguros e gerência de riscos são contempladas as localizações físicas, os riscos a que se expõem os bens e o custo/benefício.

42 – ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO - RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA – RTE, VARIAÇÃO DE ITENS DA “PARCELA A” E REPASSE DE ENERGIA LIVRE.

O Acordo Geral do Setor Elétrico - AGSE, firmado pelo Governo Federal, pelos agentes geradores e pelos agentes distribuidores de energia elétrica em 18 de dezembro de 2001, na forma inicial de Termo de Adesão, e, posteriormente, em 04 de julho de 2002, na forma dos documentos específicos, dentre os quais o Acordo de Reembolso de Energia Livre, formalizou os entendimentos sobre as questões relativas ao racionamento de energia elétrica que vigorou no período de junho/2001 a fevereiro/2002. O AGSE foi concretizado por intermédio de diversos instrumentos legais, entre os quais a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, que, no seu artigo 4.º, autorizou a Aneel a proceder à Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE.

A RTE teve o propósito de fazer frente aos impactos financeiros a que foram submetidas as empresas distribuidoras de energia, que tiveram suas receitas reduzidas no período de racionamento de energia estabelecido no Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica - PERCEE, além de recuperar de forma definitiva valores relativos à “Parcela A”, art. 6º da lei citada. Também foi incluída na RTE a recuperação dos valores referentes à Energia Livre, prevista no artigo 2.º da mesma lei e gerada durante o racionamento.

As duas primeiras parcelas (Perda de Receita e “Parcela A”) devidas às Distribuidoras poderiam ser suportadas por financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, ou operação financeira equivalente, num valor máximo de 90% do montante da RTE e daquele estipulado no Acordo de Reembolso da Energia Livre. A opção de solicitação de empréstimo junto ao BNDES foi aberta a todos os agentes de geração e de distribuição, com amortização em prazos equivalentes ao da RTE o qual está previsto no artigo 11 da lei citada.

Por força do AGSE as Geradoras de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE ficaram com a responsabilidade do pagamento integral aos Geradores livres da parcela referente à “Energia Livre” da RTE, recolhida junto aos consumidores de energia das Distribuidoras, cujos valores deveriam ser por estas arrecadados e repassados às Geradoras do MRE.

Em 29/08/2002, pelas Resoluções ANEEL 480 e 481, a Aneel homologou os montantes relativos às perdas de receita pelo racionamento nos períodos de junho a dezembro/2001, e janeiro e fevereiro/2002 respectivamente. Os valores relativos à “Parcela A” e à “Energia Livre” foram homologados, respectivamente, pelas Resoluções ANEEL 482 e 483, da mesma data. O prazo máximo de duração da RTE para cada empresa distribuidora foi regulamentado pela Resolução ANEEL 484, também de 29/08/2002, atendendo à determinação legal de que o limite máximo da média ponderada dos prazos seria de 72 meses.

Em 12/01/2004, por meio da Resolução Normativa n.º 1, a Aneel retificou os montantes homologados pela Resolução n.º 483/2002, relativos à Energia Livre, e alterou os prazos máximos de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, excluindo deste prazo a recuperação dos valores de itens da Parcela A, e, pela Resolução n.º 45, de 03/03/2004, alterou o percentual a ser aplicado na arrecadação da RTE, a título de repasse de Energia Livre para as Geradoras e Distribuidoras, que haviam sido fixados por suas Resoluções 036/2003 e 089/2003.

Em atendimento às determinações do Ofício n.º 2.409/2007-SFF/ANEEL, a Companhia registrou em sua contabilidade estorno dos valores referentes aos tributos e encargos regulatórios, cujo ônus financeiro foi imputado às concessionárias de geração e que não foram efetivamente suportados pelos consumidores, nos termos da Nota Técnica n.º 392/2007-SFF/ANEEL. Como os prazos de repasse haviam sido concluídos e todos os valores repassados, com tal registro verificou-se o pagamento a maior, no valor de R\$ 2.859 mil, a ser devolvido pelas concessionárias de distribuição.

A Companhia, ainda em atendimento às determinações do Ofício n.º 2.409/2007-SFF/ANEEL, registrou a baixa do contas a receber de Energia Livre não faturado pelas Distribuidoras no prazo estabelecido pela Aneel, no montante de R\$ 404.193 mil, bem como o estorno dos custos tributários e encargos regulatórios por ela suportados, deduzidos pelas Distribuidoras dos repasses financeiros de Energia Livre, cujos valores não foram efetivamente suportados pelos consumidores, nos termos na Nota Técnica n.º 392/2007-SFF/ANEEL, no montante de R\$ 13.795 mil.

Em 12/01/2010, a Aneel publicou a Resolução Normativa n.º 387/2009, de 15/12/2009, determinando que as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, realizassem os cálculos necessários à recomposição do valor final da Energia Livre e da Perda de Receita, utilizando a metodologia da referida Resolução, de forma a permitir a apuração dos saldos finais a serem repassados às Geradoras.

O prazo para apresentação de tais cálculos à Aneel foi até 28/02/2010, a qual deveria por meio de Despacho, no prazo de até 90 dias, definir os valores que seriam pagos em até 30 dias.

Em 19/05/2010, a Aneel publicou o Despacho n.º 1.403, determinando a conciliação dos valores de repasse de Energia Livre entre as Geradoras e as Distribuidoras. A Companhia realizou tais conciliações, na forma do Anexo II do citado Despacho, com o devido encaminhamento àquela Agência.

Em 26/08/2010, a Aneel publicou o Despacho n.º 2.517, fixando os montantes finais dos repasses de Energia Livre atualizados até julho de 2010, considerando as conciliações encaminhadas pelas Distribuidoras e Geradoras, signatárias do Acordo Geral do Setor Elétrico. Por outro lado, os valores referentes a recebimento a maior das Distribuidoras, importam em R\$ 3.063 mil, na data base de 31/12/2011. Contudo, em função do Ofício Circular n.º 938/2010-SFF/ANEEL, de 24 de setembro de 2010, a Aneel suspendeu sua exigibilidade até o julgamento do recurso administrativo interposto pela Companhia.

Em 28/09/2010, o poder judiciário deferiu ação impetrada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, levando à suspensão das transações financeiras decorrentes do Despacho ANEEL n.º 2.517/2010 para diversas Distribuidoras.

A Aneel durante o mês de março de 2011 publicou os Despachos n.os 1.072, 1.443 e 1.469 em resposta a vários processos administrativos interpostos pelas concessionárias, em razão do Despacho n.º 2.517/2010. Foi também publicado o Despacho n.º 1.068/2011, que fixou os montantes finais dos repasses de Energia Livre das Distribuidoras, Ampla, CPFL Paulista, CPFL Piratininga e Light, atualizados até fevereiro de 2011, considerando as conciliações realizadas nos termos do Anexo I do Despacho n.º 1.403, de 19/05/2010.

Em 04/04/2011, a Aneel publicou o Despacho n.º 1.469, o qual julgou procedente o recurso administrativo interposto pela Companhia, retificando os valores do Despacho ANEEL n.º 2.517/2010.

Demonstramos na tabela abaixo, por deverdor, informações do Ativo Regulatório a receber de Energia Livre pela Companhia, não reconhecidos na contabilidade em conformidade com as práticas internacionais.

Saldos a receber	31/12/2011
Empresas	Valor (R\$)
EBE	3.554
CEB	904
Celpe	4.593
Cepisa	1.901
Coelba	4.497
Coelce	430
CSPE	145
Eletronorte	30.452
Eletropaulo	4.536
Energisa Paraíba	120
Energisa Sergipe	892
Escelsa	4.918
CPFL Piratininga	4.166
Light	9.570
CPFL	12.987
RGE	222
Total	83.887

Diante da interpretação dada pela Aneel, quanto à não-realização do contas a receber de Energia Livre, impondo perdas substanciais às Geradoras, a Companhia, em conjunto com as empresas do Sistema Eletrobras está evitando esforços junto aos órgãos e instâncias competentes no sentido de preservar os seus direitos previstos no Acordo Geral do Setor Elétrico.

Ações Judiciais relativas às contabilizações de energia de curto prazo do período de setembro/2000 a dezembro/2002

Estão em andamento ações judiciais movidas contra a Aneel, referentes às contabilizações de energia de curto prazo, correspondentes ao período de setembro/2000 a dezembro/2002, procedidas pela CCEE. Como parte do processo, a Companhia poderá vir a ser solicitada a arcar com o montante de R\$ 285.923, em valores históricos. Entretanto, de acordo com a avaliação dos seus consultores jurídicos, o risco de perda para a Companhia nesse processo está classificado como “possível”, não cabendo, portanto, provisionamento contábil.

43 – BENS E DIREITOS DA UNIÃO UTILIZADOS PELA CONCESSIONÁRIA

Nos termos da Instrução Contábil no 6.3.13, do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a Companhia mantém, em registros auxiliares, bens e direitos da União em regime especial de utilização, segregados por atividade, no montante de R\$ 68.465 (custo corrigido), conforme demonstrativo a seguir:

	31/12/2011								31/12/2010	
	Geração				Transmissão				Geração	Transmissão
	Quant. Itens	Custo Corrigido	Estimativa de Depreciação	Valor líquido	Quant. Itens	Custo Corrigido	Estimativa de Depreciação	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Barragem da UHE Castelo Branco	1	56.858	(53.446)	3.412	-	-	-	-	4.549	-
Terrenos	10	2.958	-	2.958	4	223	-	223	2.958	223
Edificações	223	1.688	(1.688)	-	2	13	(13)	-	-	1
Reassentamento da UHE Itaparica	1	5.201	(2.711)	2.490	-	-	-	-	2.698	-
Aeroporto de Guadalupe - PI	1	926	(926)	-	-	-	-	-	-	-
Estrada de acesso à UHE Castelo Branco	1	508	(508)	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	3	90	(86)	4	-	7
Total	237	68.139	(59.279)	8.860	9	326	(99)	227	10.205	231

44 – REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Tomando-se por base o mês de dezembro de 2011 e de acordo com a política salarial da Companhia, a maior e a menor remunerações mensais pagas a empregados foram de R\$ 40.243,01 e R\$ 1.190,44, respectivamente; o maior honorário atribuído a dirigentes correspondeu a R\$ 32.909,01. Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

45 – MEIO AMBIENTE

São os seguintes os gastos efetivados pela Companhia, individualmente, de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente:

Natureza dos Gastos	31/12/2011			31/12/2010
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	4.024	1.412	5.436	7.340
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	61	1.463	1.524	1.273
Educação ambiental para a comunidade	23	904	927	1.009
Outros projetos ambientais	14.036	2.046	16.082	9.409
Total	18.144	5.825	23.969	19.031

Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente, compreende os gastos com estudos, diagnósticos, levantamentos, planos de uso e programas de monitoramento, dentre outros, não contemplando as ações de recuperação ou mitigação de impacto ambiental.

Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados, compreende os gastos com execução de ações voltadas para preservar e/ou recuperar ambientes degradados com impactos já detectados, com uma ação de reparação em andamento, podendo se referir a ambientes aquáticos, terrestres ou atmosféricos.

Educação ambiental para a comunidade, compreende os gastos com ações de educação e/ou capacitação para sustentabilidade, voltadas às comunidades impactadas pela implantação dos empreendimentos da Companhia.

Outros projetos ambientais, compreende os gastos com as demais ações adotadas pela Companhia, tendo como objeto a preservação do meio ambiente.

A Companhia possui compromissos assumidos de gastos com o meio ambiente, no montante de R\$ 23.535, com previsão de desembolso de R\$ 15.898 para o exercício de 2012 e R\$ 7.637 a partir de 2013.

46 – TREINAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (não auditada)

A Chesf tem como política permanente a qualificação dos seus dirigentes e empregados, tendo apresentado no período os indicadores a seguir:

Indicadores	31/12/2011	31/12/2010
Empregados treinados	4.678	4.822
Homem/hora treinados	476.679	417.636
Média/hora treinamento	85,6	75,92
Índice de empregados treinados (%)	84	88
Força de trabalho treinada (%)	4,46	3,99
Investimento total (R\$ mil)	9.075	7.695
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	1.629	1.399

47 - EVENTOS SUBSEQUENTES

A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, através da Resolução Normativa nº 474/2011 de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço das concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico-MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 02 de junho de 2009, com vigência para o cálculo e a contabilização das novas quotas periódicas de depreciação, a partir de 1º de janeiro de 2012.

Especificamente para a Companhia, a Aneel, através do Ofício nº 1228/2011-SFF/ANEEL, de 30 de dezembro de 2011, prorrogou para 1º de julho de 2012 o prazo de implantação da Resolução Normativa nº 367/2009, de 02 de junho de 2009, momento em que será possível analisar melhor a relevância das alterações das novas taxas de depreciação.

Na avaliação da Companhia tais mudanças não trarão reflexos significativos, uma vez que os ativos de valores mais representativos não tiveram suas taxas de depreciação alteradas.

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (a “Companhia” ou “Controladora”) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco e suas controladas (“Consolidado”) que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco e suas controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2011, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na Nota 4.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 7 de março de 2012

PricewaterhouseCoopers

Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 “F” PE

Gilberto Bagaiolo Contador

Contador CRC 1RS069038/O-o “T” PE

Guilherme Naves Valle

Contador CRC 1MG070614/O-5 “S” PE

Parecer do Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, no uso de suas atribuições legais e estatutárias, procedeu ao exame do **Relatório da Administração**, bem como do **Balço Patrimonial e demais Demonstrações Financeiras**, referentes ao exercício findo em 31/12/2011, à vista do Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, emitido em 07/03/2012, sem ressalvas, elaborado de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

Tomou, ainda, conhecimento da proposição a ser encaminhada à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas de Destinação do Lucro Líquido do Exercício, que inclui a distribuição de dividendos no montante de R\$ 1.197.170 mil.

O Conselho Fiscal, por unanimidade, é de opinião que **os referidos documentos societários refletem adequadamente**, em todos os aspectos relevantes, **a situação patrimonial, financeira e de gestão** da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf.

Ainda, por unanimidade, manifesta-se **favorável à submissão dos referidos documentos** à Assembleia Geral dos Acionistas, na forma apresentada pelo Conselho de Administração.

Brasília, 07 de março de 2012.

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Fabiana Magalhães Almeida Rodopoulos

Marcelo Cruz

Composição dos Conselhos de Administração e Fiscal e da Diretoria

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Armando Casado de Araújo
Presidente

João Bosco de Almeida
Conselheiro

Swedenberger do Nascimento Barbosa
Conselheiro

Altino Ventura Filho
Conselheiro

Marilene Ferrari Lucas Alves Filha
Conselheira

CONSELHO FISCAL

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Fabiana Magalhães Almeida Rodopoulos
Conselheira

Marcelo Cruz
Conselheiro

DIRETORIA

João Bosco de Almeida
Diretor-Presidente

Marcos José Mota de Cerqueira
Diretor Econômico-Financeiro

José Ailton de Lima
Diretor de Engenharia e Construção

Mozart Bandeira Arnaud
Diretor de Operação

José Pedro de Alcântara Júnior
Diretor Administrativo

SUPERINTENDÊNCIA DE EXECUÇÃO E CONTROLE ECONÔMICO-FINANCEIRO

José Ivan Pereira Filho
Superintendente
CRC-PE-007552/O-6 – Contador

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Denilson Veronese da Costa
Chefe de Departamento
CRC-PB-004638/O-7 “S” PE – Contador

FICHA TÉCNICA

Coordenação Editorial:

Chesf - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Coordenadoria Especial de Relações Institucionais - CER

Fotos:

Acervo Chesf, Severino Silva

Projeto Gráfico:

Martpet Comunicação

Revisão:

Consultexto



Ministério de
Minas e Energia

