Приложение VII. Комбинированная и консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО за 2006 год

RUSHYDRO GROUP
COMBINED AND CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
PREPARED IN ACCORDANCE WITH
INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (IFRS)
FOR THE YEAR ENDED 31 DECEMBER 2006

PRICEWATERHOUSECOOPERS

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit
Kosmodamianskaya Nab. 52, Bld. 5
115054 Moscow
Russia
Telephone +7 (495) 967 6000
Facsimile +7 (495) 967 6001
www.pwc.com

INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT

To the shareholders and the Board of Directors of Open Joint Stock Company "Federal Hydrogenation Company HydroOGK" (OJSC "RusHydro"):

We have audited the accompanying combined and consolidated financial statements of **OJSC "RusHydro"** and its subsidiaries (the "Group") which comprise the combined and consolidated balance sheet as of 31 December 2006 and the combined and consolidated statements of income, of cash flows and of changes in equity for the year then ended and a summary of significant accounting policies and other explanatory notes.

Management's Responsibility for the Financial Statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these combined and consolidated financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards. This responsibility includes: designing, implementing and maintaining internal control relevant to the preparation and fair presentation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error; selecting and applying appropriate accounting policies; and making accounting estimates that are reasonable in the circumstances.

Auditor's Responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these combined and consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing. Those Standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the accompanying combined and consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Group as of 31 December 2006, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards.

The firm is an authorized licensee of the tradename and logo of PricewaterhouseCoopers

PRICEWATERHOUSECOOPERS

Emphasis of Matter

Without qualifying our opinion, we draw attention to Note 3 of the accompanying combined and consolidated financial statements. These combined and consolidated financial statements include carved out revenues and expenses related to periods from 1 January 2005 to 1 April 2005 or 1 July 2005 for electricity and heat generating divisions within OJSC Mosenergo, OJSC Stavropolenergo and OJSC Dagenergo, predecessor legal entities that had other business activities, and carved out rental revenues and expenses related to periods from 1 January 2005 to 1 November 2006 for Novosibirskaya HPP property, plant and equipment within RAO UES, predecessor legal entity. Because of the various determinations used in carving out such revenues and expenses, as described in Note 3 and elsewhere in these combined and consolidated financial statements, those revenues and expenses within predecessor legal entities may not be indicative of revenues expected to be earned and costs expected to be incurred on a prospective basis for the electricity and heat generation within the Group as a separate business and, as such, these combined and consolidated financial statements may not be indicative of future results of operations and trends.

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

2 August 2007
Moscow, Russian Federation

The firm is an authorized licensee of the tradename and logo of PricewaterhouseCoopers

RusHydro Group
Combined and Consolidated Balance Sheet as at 31 December 2006
(in thousand of Russian Rubles except per share information)

	Notes	31 December 2006	31 December 2005
ASSETS			
Non-current assets			
Property, plant and equipment	5	104,924,112	66,992,921
Other non-current assets	6	5,088,489	3,833,648
Total non-current assets		**110,012,601**	**70,826,569**
Current assets			
Cash and cash equivalents	7	5,571,822	1,220,076
Accounts receivable and prepayments	8	19,169,442	3,231,434
Inventories	9	703,711	554,187
Other current assets	10	1,196,150	157,154
Total current assets		**26,641,125**	**5,162,851**
TOTAL ASSETS		**136,653,726**	**75,989,420**
EQUITY AND LIABILITIES			
Equity			
Share capital	11	140,954,760	103,951,323
Share premium	11	391,080	-
Merger reserve	11	(74,012,535)	(56,579,465)
Retained earnings		14,535,081	(1,017,185)
Equity attributable to shareholders of OJSC RusHydro		**81,868,386**	**46,354,673**
Minority interest		**20,986,163**	**16,517,022**
Total equity		**102,854,549**	**62,871,695**
Non-current liabilities			
Deferred tax liabilities	12	6,924,869	567,647
Non-current debt	14	14,492,995	445,964
Other non-current liabilities	15	283,144	3,393,745
Total non-current liabilities		**21,701,008**	**4,407,356**
Current liabilities			
Current debt and current portion of non-current debt	14	2,685,623	3,423,337
Accounts payable and accruals	16	8,333,982	3,978,464
Current income tax payable		59,832	74,329
Other taxes payable	17	1,018,732	1,234,239
Total current liabilities		**12,098,169**	**8,710,369**
Total liabilities		**33,799,177**	**13,117,725**
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		**136,653,726**	**75,989,420**

Chairman of the Management Committee — V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant — O.V. Otto

23 July 2007

RusHydro Group
Combined and Consolidated Income Statement for the year ended 31 December 2006
(in thousand of Russian Rubles except per share information)

	Notes	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Revenues	18	20,564,692	15,110,883
Other operating income	18	3,903,379	3,252,036
Operating expenses	19	(23,336,656)	(14,488,400)
Reversal of impairment of property, plant and equipment	5	28,315,873	-
Operating profit		**29,447,288**	**3,874,519**
Finance income	20	283,865	35,816
Finance costs	20	(463,986)	(136,474)
Finance costs, net		**(180,121)**	**(100,658)**
Profit before income tax		**29,267,167**	**3,773,861**
Total income tax charge	12	(7,998,523)	(1,580,145)
Profit for the period		**21,268,644**	**2,193,716**
Attributable to:			
Shareholders of OJSC RusHydro		17,288,651	2,027,773
Minority interest		3,979,993	165,943
Earnings per ordinary share for profit attributable to the shareholders of OJSC RusHydro – basic and diluted (in Russian Rubles)	21	0.1424	0.0168
Weighted average shares outstanding – basic and diluted	21	121,414,115	120,920,110

Chairman of the Management Committee V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant O.V. Otto

23 July 2007

RusHydro Group
Combined and Consolidated Cash Flow Statement for the year ended 31 December 2006
(in thousand of Russian Rubles except per share information)

	Notes	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:			
Profit before tax		**29,267,167**	**3,773,861**
Depreciation of property, plant and equipment	19	3,093,545	3,219,419
Loss on disposal of property, plant and equipment	19	2,641,530	8,850
Finance costs, net	20	180,121	100,658
Write-off and charge of impairment of accounts receivable	19	392,163	155,590
Reversal of impairment of impairment, plant and equipment	5	(28,315,873)	-
Other		102,528	4,528
Operating cash flows before working capital changes and income tax paid		**7,361,181**	**7,262,906**
Working capital changes:			
(Increase) in accounts receivable and prepayments		(15,722,617)	(2,249,721)
(Increase) in other current assets		(60,667)	(58,660)
(Increase)/ Decrease in inventories		(149,524)	18,463
Decrease/ (Increase) in other non-current assets		651,741	(544,810)
Increase in accounts payable and accruals		891,524	473,254
(Decrease)/ Increase in taxes payable		(215,508)	301,603
(Decrease) in other non-current liabilities		(121,742)	(58,636)
Income tax paid		(1,962,949)	(1,296,617)
Net cash generated by operating activities		**(9,328,561)**	**3,847,782**
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:			
Purchase of property, plant and equipment		(15,532,039)	(7,351,532)
Loan issued	6	(1,900,000)	-
Purchase of promissory notes and other short-term investments, net		(423,383)	(2,132,985)
Net cash used in investing activities		**(17,855,422)**	**(9,484,517)**
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:			
Proceeds from short-term debt		1,325,886	4,515,740
Proceeds from long-term debt		14,300,000	91,045
Repayment of debt		(3,390,423)	(3,057,326)
Interest paid		(456,553)	(117,372)
Dividends paid by Group to RAO UES shareholders	11	(931,089)	(580,896)
Dividends paid by Group to minority interest shareholders	11	(317,664)	(155,620)
Proceeds from share issuance	11	20,000,000	101,795
Purchase of Group's subsidiaries additional share issuance by RAO UES	11	892,427	1,092,342
Advances received from RAO UES under Investment agreements	15, 16	1,291,358	4,567,606
Repayment of advances to RAO UES under Investment agreements	15, 16	(834,520)	-
Finance lease payments		(343,693)	(234,211)
Net cash generated by financing activities		**31,535,729**	**6,223,103**
Increase in cash and cash equivalents		**4,351,746**	**586,368**
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	7	**1,220,076**	**633,708**
Cash and cash equivalents at the end of the period	7	**5,571,822**	**1,220,076**

Chairman of the Management Committee — V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant — O.V. Otto

23 July 2007

RusHydro Group
Combined and Consolidated Statement of Changes in Equity for the year ended 31 December 2006
(In thousand of Russian Rubles except per share information)

	Ordinary share capital	Share premium	Unpaid share capital	Merger reserve	Retained earnings	Equity attributable to shareholders of OJSC RusHydro	Minority interest	Total equity
As at 1 January 2005	**103,951,323**	**-**	**(2,059,795)**	**(56,380,240)**	**(2,906,002)**	**42,605,286**	**15,320,378**	**57,925,664**
Payment of unpaid share capital (Note 11)	-	-	2,059,795	-	-	2,059,795	-	2,059,795
Effect of changes in minority interest (Note 11)	-	-	-	-	(111,067)	(111,067)	1,203,409	1,092,342
Effect of carve-out accounting (Note 11)	-	-	-	(199,225)	-	(199,225)	-	(199,225)
Profit for the period	-	-	-	-	2,027,773	2,027,773	165,943	2,193,716
Dividends declared (Note 11)	-	-	-	-	(27,889)	(27,889)	(172,708)	(200,597)
At 31 December 2005	**103,951,323**	**-**	**-**	**(56,579,465)**	**(1,017,185)**	**46,354,673**	**16,517,022**	**62,871,695**
As at 1 January 2006	**103,951,323**	**-**	**-**	**(56,579,465)**	**(1,017,185)**	**46,354,673**	**16,517,022**	**62,871,695**
Share issuance (Note 11)	37,003,437	391,080	-	(17,149,516)	-	20,245,001	-	20,245,001
Effect of changes in minority interest (Note 11)	-	-	-	-	(24,185)	(24,185)	916,612	892,427
Acquisition of subsidiary (Note 11)	-	-	-	(110,327)	-	(110,327)	-	(110,327)
Effect of carve-out accounting (Note 11)	-	-	-	(173,227)	-	(173,227)	-	(173,227)
Profit for the period	-	-	-	-	17,288,651	17,288,651	3,979,993	21,268,644
Dividends declared (Note 11)	-	-	-	-	(1,712,200)	(1,712,200)	(427,464)	(2,139,664)
At 31 December 2006	**140,954,760**	**391,080**	**-**	**(74,012,535)**	**14,535,081**	**81,868,386**	**20,986,163**	**102,854,549**

Chairman of the Management Committee V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant O.V. Otto

23 July 2007

The accompanying notes are an integral part of these combined and consolidated financial statements

Note 1. The Group and its operations

Open Joint Stock Company "Federal Hydrogenation Company HydroOGK" or OJSC RusHydro (hereinafter referred to as "Company") was established as a wholly-owned subsidiary of the Open Joint-Stock Company RAO "UES of Russia" on 26 December 2004 in accordance with Government Decrees on "Restructuring the Electric Power Industry of the Russian Federation".

The RusHydro Group's (the "Group") primary activities are generation and sale of electricity. The registered office of the Company is at 51, Respubliki Street, Krasnoyarsk, Krasnoyarsk Territory, Russian Federation. The Group consists of hydro power stations located across Russian Federation. The significant subsidiaries are disclosed in Note 26.

Operating environment of the Group. Whilst there have been improvements in economic trends in the Russian Federation, the country continues to display certain characteristics of an emerging market. These characteristics include, but are not limited to, the existence of a currency that is not freely convertible in most countries outside of the Russian Federation and relatively high inflation. Furthermore, the tax, currency and customs legislation within the Russian Federation is subject to varying interpretations, and changes, which can occur frequently.

Relations with the state and current regulation. At 31 December 2006, the Russian Open Joint Stock Company for Energy and Electrification Unified Energy System of Russia ("RAO UES") owns 100 percent of the voting ordinary shares of OJSC RusHydro (at 31 December 2005 – 100 percent). The Russian Government is the ultimate controlling party of the Company.

The Group's customer base includes a large number of entities controlled by the State. Furthermore, the State controls a number of the Group's fuel and other suppliers.

The Government of the Russian Federation directly affects the Group's operations through regulation by the Federal Tariff Service ("FTS"), with respect to its wholesale energy sales, and by the Regional Tariff Services ("RSTs"), with respect to its heat sales. The operations of all generating facilities are coordinated by OJSC System Operator – Central Dispatch Unit of Unified Energy System ("SO-CDU") in order to meet system requirements in an efficient manner. SO-CDU is controlled by RAO UES.

Tariffs which the Group may charge for sales of electricity and heat are governed by regulations specific to the electricity and heat industry and by regulations applicable to natural monopolies. Historically, such tariffs have been based on a "cost-plus" system, meaning cost of service plus a margin, where costs are determined under the Regulations on Accounting and Reporting of the Russian Federation ("RAR"), a basis of accounting which significantly differs from International Financial Reporting Standards ("IFRS"). In practice, tariff decisions were impacted significantly by social and political considerations, causing significant delays in tariff determinations and tariff increases that were lower than required to compensate for cost increases. However, during 2006 and to date in 2007 the growing demand for electricity and capacity together with increasing the free trading sector of the wholesale electricity market have resulted in a higher rate of revenue growth (Note1).

As described above, the government's economic, social and other policies could have material effects on the operations of the Group.

Sector restructuring. The Russian electric utilities industry is presently undergoing a restructuring process designed to introduce competition into the electricity sector and to create an environment in which RAO UES Group and its successor companies (including OJSC RusHydro) can raise the capital required to maintain and expand current capacity.

A crucial step in developing a competitive wholesale electricity (capacity) market was the adoption of the new Wholesale Electric Power (capacity) Market (NOREM) Rules of the Transitional Period approved by Resolution of the Government of the Russian Federation No. 529 dated 31 August 2006 and which came into force on 1 September 2006. Under the new wholesale market framework, electricity and power purchase-and-sale transactions in the regulated market sector are to be governed by a regulated bilateral contract system. From 1 September 2006, regulated contracts covered all volumes of electricity and power produced and consumed.

Note 1. The Group and its operations (continued)

From 2007 the volumes of electricity (power) traded in the wholesale market at regulated prices will begin to be substantially reduced. The pace of reduction was set by the Russian Federation Government according to socio-economic development forecasts. In 2007 up to 90 percent of the forecasted production volumes will be traded at regulated prices. The period from 2006 to approximately 2011 is a transition period. After that, it is expected that a fully competitive wholesale market will develop.

Management believes that ultimately a stable regulatory regime and a competitive power market will be put in place such that the Group will be able to raise needed capital to sustain the business. However, there can be no assurance in this regard.

Establishment of the Group. Open OJSC RusHydro was established as a wholly-owned subsidiary of RAO UES (parent company) on 26 December 2004 in accordance with the Resolution No. 1254-r which approved the structure of wholesale generating companies ("OGKs"). RAO UES made the following contributions (Note 11):

- shares of subsidiaries and affiliates: OJSC Volga HPP, OJSC Zhigulyovsk HPP, OJSC Votkinsk HPP, OJSC Neporozhny Sayano-Shushensk HPP (named after PS Neporozhny), OJSC Zeya HPP, OJSC Boguchansk HPP, OJSC Bureya HPP, OJSC Zaramagsk HPP, OJSC Zelenchuki HPP, OJSC Kabbalk HPP, OJSC Sulakenergo, OJSC Nizhni Novgorod HPP, OJSC Saratov HPP, OJSC Kama HPP, OJSC Upper Volga Cascade HPPs, OJSC Volga Hydroenergy Cascade Management Company (VoGEK);
- cash funds.

In August 2006, in the course of further sector restructuring, RAO UES made the following contributions to the Company in exchange for additional share issue (Note 11):

- shares of subsidiaries: OJSC Cheboksary HPP, OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan, OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company, OJSC B.V. Vedeneev Scientific Research Institute of Hydrotechnics, OJSC Research Institute of Power Facilities, OJSC Zaramagsk HPP and OJSC Zelenchuki HPP;
- the assets of Novosibirskaya HPP;
- cash funds;
- other assets.

In May 2007 the Company's Board of Directors approved an accelerated plan to transfer to a "one share" Company through absorption merger (Note 27). Following the absorption merger all principal subsidiaries will cease to exist as separate legal entities and become branches of the Company.

Note 2. Financial condition

As at 31 December 2006, the Group's current assets exceeded its current liabilities by RR 14,542,956 thousand. At 31 December 2005 current liabilities exceeded its current assets by RR 3,547,518 thousand.

As discussed above, the Group is affected by Government policy through control of tariffs and other factors. The FTS have not always permitted tariff increases in line with the Group's costs and thus some tariffs are insufficient to cover all the costs of generation. Moreover, increases in these tariffs consider costs only on a Russian statutory basis and, accordingly, exclude additional costs recognised under an IFRS basis of accounting. As a result, tariffs may not consistently allow for an adequate return on investment and may not provide sufficient funds for the full replacement of property, plant and equipment. However, during 2006 and to date in 2007 the growing demand for electricity and capacity together with increasing the free trading sector of the wholesale electricity market have resulted in a higher rate of revenue growth (Note1).

Note 2. Financial condition (continued)

The Group's management has engaged in the following actions in order to address the issues noted above and further improve the Group's financial position:

- introduction of improved financial budgeting procedures;
- discussions with strategic investors, and identification and assessment of projects requiring investment funds;
- negotiations with federal and regional governments and regulators for real increases in tariffs to support adequate long term investment into the Group's generation, transmission and distribution assets;
- raising long-term debt/ equity financing for investments in new generation assets.

Note 3. Basis of preparation

Statement of compliance. These combined and consolidated financial statements ("Financial Statements") have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards ("IFRS") and related interpretations adopted by the International Accounting Standards Board ("IASB").

Each enterprise of the Group individually maintains its own books of accounts and prepares its statutory financial statements in accordance with the Regulations on Accounting and Reporting of the Russian Federation ("RAR"). The accompanying financial statements are based on the statutory records and adjusted and reclassified for the purpose of fair presentation in accordance with IFRS.

Functional and presentation currency. The national currency of the Russian Federation is the Russian Rouble ("RR"), which is the functional currency of each of the Group's entities and the currency in which these Financial Statements are presented. All financial information presented in RR has been rounded to the nearest thousand.

Accounting for the effects of hyperinflation. The Russian Federation has previously experienced relatively high levels of inflation and was considered to be hyperinflationary as defined by IAS 29 "Financial Reporting in Hyperinflationary Economies" ("IAS 29"). IAS 29 requires that the financial statements prepared in the currency of a hyperinflationary economy be stated in terms of the measuring unit current at the balance sheet date. Hyperinflation in the Russian Federation ceased effective from 1 January 2003. Restatement procedures of IAS 29 are therefore only applied to assets acquired or revalued and liabilities incurred or assumed prior to that date. For these balances, the amounts expressed in the measuring unit current at 31 December 2002 are treated as the basis for the carrying amounts of these financial statements.

Predecessor accounting. The establishment of the Group is described in the Note 1.

In these combined and consolidated financial statements, the Group accounted for the Merger with others entities as business combinations amongst entities under common control under an accounting policy using the predecessor values method. Accordingly, assets and liabilities of the contributed entity were accounted for at the carrying value, as determined by RAO UES in its IFRS consolidated financial statements. Information in respect of the comparative period and opening balances as at 1 January 2005 has been restated as if the business combination took place at the beginning of the earliest period presented. Therefore, OJSC Cheboksary HPP, OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan, OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company, OJSC B.V. Vedeneev Scientific Research Institute of Hydrotechnics, OJSC Research Institute of Power Facilities Zaramagsk HPP, OJSC Zelenchuki HPP and OJSC North Osetian Generating Company were accounted in the Group's combined and consolidated financial statements effective from 1 January 2005.

The difference between the consideration paid including share capital measured at its statutory determined nominal value (Note 11), and the predecessor carrying values of the net assets relating to the acquisition of a business from an entity under common control is recorded in equity, as a merger reserve.

Note 3. Basis of preparation (continued)

In addition the assets of Novosibirskaya HPP transferred by RAO UES as a contribution to the Company's charter capital were rented out by the Company to OAO "Novosibirskenergo" until 31 December 2006 and the transfer included the rental agreement. The contribution of the property, plant and equipment and related rental contracts was accounted for as a business combination amongst entities under common control and accounted for under the predecessor values method as a matter of accounting policy effective from 1 January 2005. In carving out the full year rental income, depreciation charge and related taxes for transferred assets were recognised. The transferred assets were presented starting from 1 January 2005 at the value of the predecessor entity.

Going concern. The accompanying consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis, which contemplates the realisation of assets and the satisfaction of liabilities in the normal course of business. The recoverability of the Group's assets, as well as the future operations of the Group, may be significantly affected by the current and future economic environment. The accompanying financial statements do not include any adjustments that might be necessary should the Group be unable to continue as a going concern.

New accounting developments. Certain new IFRSs became effective for the Group from 1 January 2006. Listed below are those new or amended standards or interpretations which are or in the future could be relevant to the Group's operations and the nature of their impact on the Group's accounting policies:

- IAS 39 (Amendment) – The Fair Value Option;
- IFRIC 4, Determining whether an Arrangement contains a Lease;
- IAS 39 (Amendment) – Cash Flows Hedge Accounting of Forecast Intragroup Transactions;
- IAS 39 (Amendment) – Financial Guarantee Contracts;
- IAS 21 (Amendment) – Net Investment in a Foreign Operation;
- IAS 19 (Amendment) – Employee Benefits;
- IFRIC 5, Rights to Interests arising from Decommissioning, Restoration and Environmental Rehabilitation Funds;
- IFRIC 6, Liabilities arising from Participating in a Specific Market – Waste Electrical and Electronic Equipment;
- IFRS 6, Exploration for and Evaluation of Mineral Resources (effective from 1 January 2006).

The effect of adoption of the above new or revised standards and interpretations on the Group's financial position at 31 December 2006 and 31 December 2005 and on the results of its operations for the years then ended was not significant.

Other new standards or interpretations. The Group has not early adopted the following other new standards or interpretations:

- IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures and a complementary Amendment to IAS 1 Presentation of Financial Statements – Capital Disclosures (effective from 1 January 2007). The IFRS introduces new disclosures to improve the information disclosed in respect of financial instruments. The volume of disclosures will increase significantly with an emphasis on quantitative aspects of risk exposures and the methods of risk management. The quantitative disclosures will provide information about the extent to which the entity is exposed to risk, based on information provided internally to the entity's key management personnel. Qualitative and quantitative disclosures will cover exposure to credit risk, liquidity risk and market risk including sensitivity analysis to market risk. IFRS 7 replaces IAS 30, Disclosures in the Financial Statements of Banks and Similar Financial Institutions, and some of the requirements in IAS 32, Financial Instruments: Disclosure and Presentation. The Amendment to IAS 1 introduces disclosures about level of an entity's capital and how it manages capital. The Group is currently assessing what impact the new IFRS and the amendment to IAS 1 will have on disclosures in its financial statements;

Note 3. Basis of preparation (continued)

- IFRS 8, Operating Segments (effective for annual periods beginning on or after 1 January 2009). The Standard applies to entities whose debt or equity instruments are traded in a public market or that file, or are in the process of filing, their financial statements with a regulatory organisation for the purpose of issuing any class of instruments in a public market. IFRS 8 requires an entity to report financial and descriptive information about its operating segments and specifies how an entity should report such information. The Group will apply IFRS 8 from 1 January 2009 and is currently assessing what impact the new IFRS will have on disclosures in its financial statements;
- IFRIC 7, Applying the Restatement Approach under IAS 29 (effective for periods beginning on or after 1 March 2006, that is from 1 January 2007). The Group will apply IFRIC 7 from 1 January 2007, though as none of the group entities have a currency of a hyperinflationary economy as its functional currency, IFRIC 7 will not be relevant to the Group's operations;
- IFRIC 8, Scope of IFRS 2 (effective for periods beginning on or after 1 May 2006, that is from 1 January 2007). The Group will apply IFRIC 8 from 1 January 2007, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 9, Reassessment of Embedded Derivatives (effective for annual periods beginning on or after 1 June 2006). The Group will apply IFRIC 9 from 1 January 2007, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 10, Interim Financial Reporting and Impairment (effective for annual periods beginning on or after 1 November 2006). The Group will apply IFRIC 10 from 1 January 2007, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 11, IFRS 2—Group and Treasury Share Transactions (effective for annual periods beginning on or after 1 March 2007). The Group will apply the new interpretations from 1 January 2008, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 12, Service Concession Arrangements (effective for annual periods beginning on or after 1 January 2008). The Group will apply IFRIC 12 from 1 January 2008, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 13, Customer Loyalty Programmes (effective for annual periods beginning on or after 1 July 2008). The Group will apply IFRIC 13 from 1 January 2008, but it is not expected to have any impact on the Group's accounts;
- IFRIC 14, IAS 19 — The Limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and their Interaction (effective for annual periods beginning on or after 1 January 2008). The Group will apply IFRIC 14 from 1 January 2008 and is currently assessing what impact the new IFRS will have on disclosures in its financial statements;
- IAS 23, Borrowing Cost (Amendment, applies to borrowing costs relating to qualifying assets for which the commencement date for capitalization is on or after 1 January 2009). The main change from the previous version is the removal of the option of immediately recognising as an expense borrowing costs that relate to assets that take a substantial period of time to get ready for use or sale. The Group will apply the new amendment from 1 January 2009, and is currently assessing what impact the new IFRS will have on the Group's accounts.

Critical accounting estimates and assumptions. The Group makes estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities within the next financial year. Estimates and judgements are continually evaluated and are based on management's experience and other factors, including expectations of future events that are believed to be reasonable under the circumstances. Management also makes certain judgements, apart from those involving estimations, in the process of applying the accounting policies. Judgements that have the most significant effect on the amounts recognised in the financial statements and estimates that can cause a significant adjustment to the carrying amount of assets and liabilities within the next financial year include:

Note 3. Basis of preparation (continued)

Provision for impairment of accounts receivable. Provision for impairment of accounts receivable is based on the Group's assessment of whether the collectibility of specific customer accounts deteriorated compared to prior estimates. If there is a deterioration in a major customer's creditworthiness or actual defaults are higher than the estimates, the actual results could differ from these estimates.

Provision for impairment of property, plant and equipment. At each balance sheet date the Group assesses whether there is any indication that the recoverable amount of the Group's assets has declined below the carrying value. The recoverable amount of property, plant and equipment is the higher of an asset's fair value less costs to sell and its value in use. When such a decline is identified, the carrying amount is reduced to the recoverable amount. The amount of the reduction is recorded in the consolidated statement of operations in the period in which the reduction is identified. If conditions change and management determines that the value of an asset has increased, the impairment provision will be fully or partially reversed.

Useful lives of property, plant and equipment. The estimation of the useful lives of an item of property, plant and equipment is a matter of management judgment based upon experience with similar assets. In determining the useful life of an asset, management considers the expected usage, estimated technical obsolescence, physical wear and tear and the physical environment in which the asset is operated. Changes in any of these conditions or estimates may result in adjustments for future depreciation rates.

Carve-out methodologies. These consolidated and combined financial statements include carved out financial statement data of OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company and OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan for the period and from the predecessor legal entities as outlined in the table below.

Power stations	Predecessor legal entity	Period requiring carve-out accounting
OJSC Zagorsk HAEPP	OJSC Mosenergo	3 months ended 31 March 2005
OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company	OJSC Stavropolenergo	3 months ended 31 March 2005
OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan	OJSC Dagenergo	6 months ended 30 June 2005

In carving out this financial statement data, the following determinations were made:

- electricity sales were based on actual electricity power production volume multiplied by actual tariffs approved by RSTs for the power stations (OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company and OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan) after their spin-off from the predecessor legal entities for the year 2005;
- operating expenses were determined on an actual basis;
- depreciation of property, plant and equipment was calculated on IFRS predecessor values;
- general and administrative overheads were not allocated but were determined on an actual basis;
- current income tax was determined using the effective income tax rate of the predecessor entities;
- deferred income tax as of 1 January 2005 was determined from actual movements in deferred tax assets/liabilities between 1 January 2005 and the date of set up of the power stations as stand-alone legal entities;
- property, plant and equipment were based on IFRS predecessor values and rolled back to 1 January 2005 taking into account additions and disposals before their spin-off;
- accounts payable, taxes payable, accounts receivable, inventories were determined on an actual basis;
- carve-out data for all the power stations reflects the minority interest holding.

Carve-out accounting for the Novosibirskaya HPP is described above in Predecessor accounting.

Note 4. Summary of significant accounting policies

Principles of consolidation. The Financial Statements comprise the financial statements of OJSC RusHydro and the financial statements of those entities whose operations are controlled by OJSC RusHydro. Control is presumed to exist when OJSC RusHydro controls, directly or indirectly through subsidiaries, more than 50 percent of voting rights.

The financial statements of subsidiaries are included in the consolidated financial statements from the date that control effectively commences until the date that control effectively ceases. The minority interest has been disclosed as part of equity.

Inter-company balances and transactions, and any unrealised gains arising from inter-company transactions, are eliminated in preparing the consolidated financial statements.

Transfers between parties under common control. Transfers of subsidiaries between parties under common control are accounted for using the predecessor basis of accounting method. Under this method the financial statements of the combined entity are presented as if the businesses had been combined from the beginning of the earliest period presented. The assets and liabilities of the subsidiary transferred under common control are recognised at the predecessor entity's IFRS carrying amounts. Any difference between the carrying amount of net assets and the nominal value of share capital contributed is accounted for in these consolidated financial statements as an adjustment to equity.

Foreign currency. Monetary assets and liabilities, which are held by the Group entities and denominated in foreign currencies at the balance sheet date, are translated into RR at the exchange rates prevailing at that date. Foreign currency transactions are accounted for at the exchange rates prevailing at the date of the transaction. Gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognised in the income statement.

As at 31 December 2006, the official rate of exchange, as determined by the Central Bank of the Russian Federation, between the RR and the US Dollar ("USD") was RR 26.33: USD 1.00 (31 December 2005: RR 28.78: USD 1.00), between the RR and EURO RR 34.70: EURO 1.00 (31 December 2005: RR 34.19: EURO 1.00).

Property, plant and equipment. In 2005 property, plant and equipment were recognised at the carrying value determined in accordance with IFRS at the date of their transfer to the Company from the Predecessor entity.

Property, plant and equipment is stated at depreciated cost less impairment. Deemed cost for the purposes of presenting IFRS financial statements for the first time by the predecessor was initially determined by a third party valuation as at 31 December 1997 and restated for the impact of inflation until 31 December 2002. Adjustments are made for additions, disposals and depreciation charges. At each reporting date management assesses whether there is any indication of impairment of property, plant and equipment. If any such indication exists, management estimates the recoverable amount which is determined as the higher of an asset's fair value less costs to sell and its value in use. The carrying amount is reduced to the recoverable amount and the difference is recognised as an expense (impairment loss) in the income statement. An impairment loss recognised in prior years is reversed if there has been a change in the estimates used to determine an asset's recoverable amount.

Renewals and improvements are capitalised and the assets replaced are retired. The cost of repair and maintenance are expensed as incurred. Gains and losses arising from the retirement of property, plant and equipment are included in the income statement as incurred.

Depreciation on property, plant and equipment is calculated on a straight-line basis over the estimated useful life of the asset when it is available for use. For the property, plant and equipment which were subject to the third party valuation as at 31 December 1997, the depreciation rate applied is based on the estimated remaining useful lives as at the valuation date. The remaining useful lives are reviewed annually.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

The useful lives, in years, of assets by type of facility are as follows:

Type of facility	Acquired prior to 31 December 1997	Acquired subsequent to 31 December 1997	Revised starting from 1 January 2006
Electricity and heat generation	22-28	20-50	3-40
Electricity distribution	26-30	25	26
Heating network	15	20	18
Other	8	10	8

Borrowing costs incurred for the financing of construction of property, plant and equipment are not capitalized within the cost of property, plant and equipment.

Social assets are not capitalized as they are not expected to result in future economic benefits to the Group. Costs associated with fulfilling the Group's social responsibilities are expensed as incurred.

Investments. Investments intended to be held for an indefinite period of time are classified as available-for-sale. These are included in other non-current assets unless management has the express intention of holding the investment for less than 12 months from the balance sheet date, they will need to be sold to raise operating capital or they mature within 12 months, in which case they are included in other current assets and classified as trading investments. Investments in equity securities that are not quoted on a stock exchange and where fair value cannot be estimated on a reasonable basis by other means are stated at cost less impairment losses. Impairment losses are recognised in profit or loss when incurred as a result of one or more events that occurred after the initial recognition of available-for-sale investments.

The Group does not hold any investments held-to-maturity or for trading purposes.

Cash and cash equivalents. Cash comprises cash in hand and cash deposited on demand at banks. Cash equivalents comprise short-term highly liquid investments that are readily convertible into cash and have a maturity of three months or less from the date of acquisition and are subject to insignificant changes in value.

Accounts receivable and prepayments. Accounts receivable are recorded inclusive of value added taxes. Accounts receivable are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest rate method less provision for impairment. Such provision for doubtful debtors is established if there is objective evidence that the Group will not be able to collect all amounts due according to the original terms of the receivables. The amount of the allowance is the difference between the carrying amount and the recoverable amount, being the present value of expected cash flows, discounted at the market rate of interest for similar borrowers at the date of origination of receivables.

Differences in tariffs established by Federal Tariff Service between the sale and purchase of electricity through FOREM (Federal Wholesale Electricity (Power) Market) resulted in unallocated balances (tariff imbalance). These imbalances and related revenues initially recognised were reversed in the Group's accounts as it is not expected that tariff imbalances will be settled by the parties.

The related deferred VAT liability recognised in relation to the above tariff imbalance is maintained until these imbalances are written off for tax purposes.

As part of the state reform of the electricity sector as at 1 September 2006 new rules on wholesale electricity (power) market implemented (Note 1) which eliminated the instances of tariff imbalance, as suppliers and consumers of electricity conclude bilateral contracts with agreed tariffs.

Inventories. Inventories are recorded at the lower of cost and net realisable value. Cost of inventory is determined on the weighted average basis. Net realisable value is the estimated selling price in the ordinary course of business, less selling expenses.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Income tax. The income tax expense represents the sum of the tax currently payable and deferred income tax. The tax currently payable is based on taxable profit for the year. Taxable profit differs from net profit as reported in the income statement because it excludes items of income or expense that are taxable or deductible in other years and it further excludes items that are never taxable or deductible. The Group's liability for current tax is calculated using tax rates that have been enacted by the balance sheet date.

Deferred income taxes. Deferred income tax is provided using the balance sheet liability method for tax loss carry forwards and temporary differences arising between the tax bases of assets and liabilities and their carrying amounts for financial reporting purposes. In accordance with the initial recognition exemption, deferred taxes are not recorded for temporary differences on initial recognition of an asset or a liability in a transaction other than a business combination if the transaction, when initially recorded, affects neither accounting nor taxable profit. Deferred tax balances are measured at tax rates enacted or substantively enacted at the balance sheet date which are expected to apply to the period when the temporary differences will reverse or the tax loss carry forwards will be utilised. Deferred tax assets for deductible temporary differences and tax loss carry forwards are recorded only to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the deductions can be utilised.

Deferred tax movements are recorded in the income statement except when they are related to the items directly charged to the shareholders' equity. In this case deferred taxes are recorded as part of the shareholders' equity.

Deferred tax is not provided for the undistributed earnings of subsidiaries, as it is probable that the temporary difference will not reverse in the foreseeable future. In May 2007 the Board of Directors approved an accelerated plan to transfer to a "one share" Company through absorption merger (Note 27). Following the absorption merger all principal subsidiaries will cease to exist as separate legal entities and become branches of the Company.

Accounts payable and accrued charges. Accounts payable are stated inclusive of value added tax. If accounts payable are restructured and the discounted present value of the cash flows under the restructured terms discounted using the original effective interest rate differs by more than ten percent from the discounted present value of the remaining cash flows of the original financial liability, then the fair value of the restructured payable is measured as the discounted present value of the cash flows under the restructured terms. In this case the amount of the discount is credited to the income statement (finance costs) as a gain on restructuring, and the non-current portion of the discounted payable is reclassified to other non-current liabilities. The discount is amortised over the period of the restructuring as an interest expense.

Debt. Debt is recognised initially at its fair value. Fair value is determined using the prevailing market rate of interest for a similar instrument, if significantly different from the transaction price. In subsequent periods, debt is stated at amortised cost using the effective yield method; any difference between the fair value of the proceeds (net of transaction costs) and the redemption amount is recognised in the income statement as an interest expense over the period of the debt obligation.

Borrowing costs. The Group applies the benchmark treatment of IAS 23 "Borrowing costs" and recognises all borrowing costs as an expense in the period in which they are incurred.

Pension and post-employment benefits. In the normal course of business the Group contributes to the Russian Federation defined contribution state pension scheme on behalf of its employees. Mandatory contributions to the governmental pension scheme are expensed when incurred and included in employee benefit expenses and payroll taxes in the statements of operations.

Defined benefit plans define the amount of pension benefit that an employee will receive on retirement, usually dependent on one or more factors such as age, years of service and compensation. The liability recognised in the balance sheet in respect of defined benefit pension plans operated by the Group is the present value of the defined benefit obligation at the balance sheet date together with adjustments for unrecognised actuarial gains or losses. The defined benefit obligations are calculated using the projected unit credit method. The present value of the defined benefit obligations are determined by discounting the estimated future cash outflows using interest rates of government bonds that are denominated in the currency in which the benefits will be paid associated with the operation of the plans, and that have terms to maturity approximating the terms of the related pension liabilities.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

The Group recognises past service cost as an expense on a straight-line basis over the average period until the benefits become vested. To the extent that the benefits are already vested immediately following the introduction of, or changes to, a defined benefit plan, the Group recognises past service cost immediately. Past service cost arises when the Group introduces a defined benefit plan or changes the benefits payable under an existing defined benefit plan. Such changes are in return for employee service over the period until the benefits concerned are vested. Therefore, past service cost is recognised over that period, regardless of the fact that the cost refers to employee service in previous periods. Past service cost is measured as the change in the liability resulting from the amendment.

Actuarial gains and losses arising from experience adjustments and changes in actuarial assumptions in excess of the greater of 10 percent of the value of plan assets or 10 percent of the defined benefit obligations are charged or credited to the income statement over the employees' expected average remaining working lives.

Value added tax on purchases and sales. Output VAT related to sales is payable to tax authorities on the earlier of (a) collection of the receivables from customers or (b) delivery of the goods or services to customers. Input VAT is generally recoverable against output VAT upon receipt of the VAT invoice.

The tax authorities permit the settlement of VAT on a net basis. VAT related to sales and purchases is recognised in the balance sheet on a gross basis and disclosed separately as an asset and liability. Where provision has been made for impairment of receivables, impairment loss is recorded for the gross amount of the debtor, including VAT. The related deferred VAT liability is maintained until the debtor is written off for tax purposes.

Finance lease liabilities. Where the Group is a lessee in a lease which transferred substantially all the risks and rewards incidental to ownership to the Group, the assets leased are capitalised in property, plant and equipment at the commencement of the lease at the lower of the fair value of the leased asset and the present value of the minimum lease payments. Each lease payment is allocated between the liability and finance charges so as to achieve a constant rate on the finance balance outstanding. The corresponding rental obligations, net of future finance charges, are included in borrowings. The interest cost is charged to the income statement over the lease period using the effective interest method. The assets acquired under finance leases are depreciated over their useful life or the shorter lease term if the Group is not reasonably certain that it will obtain ownership by the end of the lease term.

Operating leases. Where the Group is a lessee in a lease which does not transfer substantially all the risk and rewards incidental to ownership from the lessor to the Group, the total lease payments, including those on expected termination, are charged to profit or loss on a straight-line basis over the period of the lease.

When assets are leased out under an operating lease, the lease payments receivable are recognised as rental income on a straight-line basis over the lease term.

Environmental liabilities. Liabilities for environmental remediation are recorded where there is a present obligation, the payment is probable and reliable estimates exist.

Revenue recognition. Revenue is recognised on the delivery of electricity and heat and on the dispatch of non-utility goods and services during the period. Revenue amounts are presented exclusive of value added tax.

Segment reporting. The Group operates in a single geographical area and industry, the generation of electric power and heat in the Russian Federation. The generation of electricity and heat are related activities and are subject to similar risks and returns, therefore they are reported as one business segment.

Earnings per share. The earnings per share are determined by dividing the profit attributable to ordinary shareholders of the parent company of the Group by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the reporting period.

Minority interest. Minority interest represents the minority shareholders' proportionate share of the equity and results of operations of the Group's subsidiaries. This has been calculated based upon the minority's ownership percentage of these subsidiaries. In purchases of minority interest, difference, if any, between the carrying amount of a minority interest and the amount paid to acquire it is recorded as loss or gain directly in equity.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Dividends. Dividends are recognised as a liability and deducted from equity at the balance sheet date only if they are declared (approved by shareholders) before or on the balance sheet date. Dividends are disclosed when they are declared after the balance sheet date, but before the financial statements are authorized for issue.

Social expenditure. To the extent that the Group's contributions to social programs benefit the community at large without creating constructive obligations to provide such benefits in the future and are not restricted to the Group's employees, they are recognized in the income statement as incurred.

Note 5. Property, plant and equipment

Cost	Electricity and heat generation	Electricity transmission	Heating networks	Other property, plant and equipment	Construction in progress	Total
Opening balance as at 31 December 2005	**99,834,362**	**7,152,915**	**532,299**	**6,052,200**	**47,584,376**	**161,156,152**
Additions	993,401	6,432	-	311,772	14,826,363	16,137,968
Transfers	1,875,841	372,986	-	1,169,019	(3,417,846)	-
Disposals	(234,753)	(85,346)	-	(65,335)	(5,235,825)	(5,621,259)
Closing balance as at 31 December 2006	**102,468,851**	**7,446,987**	**532,299**	**7,467,656**	**53,757,068**	**171,672,861**
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2005	**(65,428,362)**	**(4,135,265)**	**(456,074)**	**(3,624,530)**	**(20,519,000)**	**(94,163,231)**
Charge for the year	(2,348,376)	(308,602)	(54,714)	(381,853)	-	(3,093,545)
Reversal of impairment loss	26,966,289	1,036,960	1,400	311,224	-	28,315,873
Disposals	169,071	59,532	-	59,655	1,903,896	2,192,154
Closing balance as at 31 December 2006	**(40,641,378)**	**(3,347,375)**	**(509,388)**	**(3,635,504)**	**(18,615,104)**	**(66,748,749)**
Net book value as at 31 December 2005	**34,406,000**	**3,017,650**	**76,225**	**2,427,670**	**27,065,376**	**66,992,921**
Net book value as at 31 December 2006	**61,827,473**	**4,099,612**	**22,911**	**3,832,152**	**35,141,964**	**104,924,112**

Cost	Electricity and heat generation	Electricity transmission	Heating networks	Other property, plant and equipment	Construction in progress	Total
Opening balance as at 31 December 2004	**97,303,042**	**6,836,904**	**531,967**	**5,863,477**	**43,945,590**	**154,480,980**
Additions	1,288,280	102,433	-	160,561	6,274,083	7,825,357
Transfers	1,409,810	284,158	7,715	668,967	(2,370,650)	-
Disposals	(166,770)	(70,580)	(7,383)	(640,805)	(264,647)	(1,150,185)
Closing balance as at 31 December 2005	**99,834,362**	**7,152,915**	**532,299**	**6,052,200**	**47,584,376**	**161,156,152**
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2004	**(63,230,130)**	**(3,914,557)**	**(409,692)**	**(3,418,645)**	**(20,519,000)**	**(91,492,024)**
Charge for the year.	(2,264,223)	(287,825)	(53,765)	(613,606)	-	(3,219,419)
Disposals	65,991	67,117	7,383	407,721	-	548,212
Closing balance as at 31 December 2005	**(65,428,362)**	**(4,135,265)**	**(456,074)**	**(3,624,530)**	**(20,519,000)**	**(94,163,231)**
Net book value as at 31 December 2004	**34,072,912**	**2,922,347**	**122,275**	**2,444,832**	**23,426,590**	**62,988,956**
Net book value as at 31 December 2005	**34,406,000**	**3,017,650**	**76,225**	**2,427,670**	**27,065,376**	**66,992,921**

Note 5. Property, plant and equipment (continued)

Construction in progress represents the carrying amount of property, plant and equipment that has not yet been put into operation, including generating stations under construction.

Depreciation is charged once an asset is available for service.

Other property, plant and equipment include motor vehicles, computer equipment, office fixtures and other equipment.

The assets transferred to the Group upon privatization did not include the land on which the Group's buildings and facilities are situated. The relationships of use and alienability of the land are regulated by Land Code of Russian Federation. According to the Land Code the plots of land located under hydraulic engineering structures are limited in their alienability and shall not be conveyed to become private property, except for the cases established by federal laws.

Impairment provision for property, plant and equipment. The impairment provision included in accumulated depreciation balance as at 31 December 2006 was RR 19,774,025 thousand (31 December 2005: RR 49,620,345 thousand).

Management has concluded that at the reporting date there were indications for reversing previously recognised impairment losses based on significant changes with a favorable effect on the Group that have occurred or are expected to occur in the near future in the market and economic environment in which the Group operates. The changes include the following:

1. upward revisions, based on recent trends, in the expected growth of demand for electricity and heat in the regions in which the Group operates;
2. higher degree of certainty about the free trading sector for electricity, which has been enacted by the government of the Russian Federation as of August 2006 (Note 1);

These developments have resulted in a change to the assumptions that were used to determine the value in use of assets that comprise the cash generating units. An impairment review has been carried out by comparing the recoverable amount of the individual cash generating units with their net book values. For the purposes of the review, each of the Group's hydro power plants was used as the relevant cash generating unit. The recoverable amount was generally based on value in use, which was calculated based on estimated future cash flows using various assumptions including the following:

1. Electricity tariffs in the regulated sector will be increased by 19.0, 20.0 and 22.3 percents for the years ended 31 December 2008, 2009 and 2010, respectively;
4. Growth of other operating costs will be accounted for by the Regional Tariff Service in the course of establishing regulated electricity tariffs on a "cost-plus" basis;
5. Inflation rate will not exceed 7.7 percent per year;
6. Increase of major variable cost will not exceed the inflation rate;
7. The pre-tax discount rate used to determine assets value in use is equal to 18.4 percent.

Electricity tariffs (in the regulated sector) approved by respective regulators for the year ended 31 December 2007 indicates increases of 16.5 percents in comparison with the year ended 31 December 2006.

Management's assessment indicates that value in use of property, plant and equipment will not be lower than its net book value including effect of reversal of impairment provision. Consequently, the Group has recorded a reversal of the previously recognised impairment loss in the amount of RR 28,315,873 thousand. The impairment reversal and the corresponding deferred tax expense of RR 6,795,809 thousand were recognised in the income statement for the year ended 31 December 2006.

Financial leases. The Group leases property, plant and equipment on the basis of financial lease. The depreciation period of the capitalised leased assets corresponds to the period of the lease. Included in electricity and heat generation properties are assets held under finance leases with a carrying value of RR 1,036,564 thousand at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 473,826 thousand).

Note 5. Property, plant and equipment (continued)

Operating lease. The Group leases a number of land areas owned by local governments under non-cancelable operating lease agreements. Land lease payments are determined by lease agreements. The future aggregate minimum lease payments under non-cancellable operating leases are as follows:

	31 December 2006	31 December 2005
Less than one year	278,668	105,040
Between one year and five years	2,490,834	199,223
After five years	200,017	1,040,545
Total	**2,969,519**	**1,344,808**

The land areas leased by the Group are the territories on which the Group's electric power stations, heating stations and other assets are located. The leases typically run for an initial period of 5-49 years with an option to renew the lease after that date. Lease payments are reviewed regularly to reflect market rentals.

The Group leases out electricity and heat generation property, plant and equipment to third parties under operating leases. Included in electricity and heat generation properties are assets leased out under operating lease agreements with a carrying value of RR 3,163,001 thousand at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 3,404,000 thousand).

Note 6. Other non-current assets

	31 December 2006	31 December 2005
Available-for-sale investments (carried at cost)	1,982,590	1,976,007
VAT recoverable	627,882	1,529,246
Long-term loans receivable (effective interest rate: MOSPRIME plus 5.2 percent, due 2020)	1,900,000	-
Other long-term assets (Net of provision for impairment debtors of RR 62,731 thousand as at 31 December 2006 and RR 62,731 thousand as at 31 December 2005, effective interest rate: 15.5 percent, due 2008 - 2013)	578,017	328,395
Total other non-current assets	**5,088,489**	**3,833,648**

Available-for-sale investments (carried at cost). Included within investments available-for-sale investments (carried at cost) is a 15.9 percent interest in OJSC Bureya HPP totaling RR 1,958,000 thousand at 31 December 2006 (31 December 2005: 1,958,000 thousand).

Long-term loans receivable. In 2006 the Company issued a RR 1,900,000 thousand loan to OJSC Bureya HPP, a fellow subsidiary of RAO UES.

Note 7. Cash and cash equivalents

	31 December 2006	31 December 2005
Cash at bank and in hand	1,793,752	811,074
Cash equivalents (contractual interest rate: 2.5 - 8.75 percent)	3,778,070	409,002
Total cash and cash equivalents	**5,571,822**	**1,220,076**

Cash equivalents held as at 31 December 2006 and 31 December 2005 comprised short-term RR bank deposits of less than 3 months duration.

Note 7. Cash and cash equivalents (continued)

Cash balances denominated in USD currency accounts were RR 726 thousand as at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 527 thousand). Cash balances denominated in EURO were RR 1,805 thousand as at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 4,211 thousand).

Note 8. Accounts receivable and prepayments

	31 December 2006	31 December 2005
Trade receivables (Net of provision for impairment debtors of RR 142,083 thousand as at 31 December 2006 and RR 126,825 thousand as at 31 December 2005)	753,173	857,041
Promissory notes: effective interest rate 12.0 percent p.a. (Note 25)	13,787,925	3,526
Advances to suppliers and prepayments (Net of provision for impairment debtors of RR 2,207 thousand as at 31 December 2006 and RR 2,207 thousand as at 31 December 2005)	733,118	675,819
Income tax receivables	377,241	53,955
Value added tax recoverable	2,503,653	879,601
Other receivables (Net of provision for impairment debtors of RR 26,029 thousand as at 31 December 2006 and RR 26,029 thousand as at 31 December 2005)	1,014,332	761,492
Total accounts receivable and prepayments	**19,169,442**	**3,231,434**

At 31 December 2006 and 31 December 2005 the above other receivables balance included RR 1,194,341 thousand and RR 96,118 thousand of tax prepayments respectively, which are to be settled against future tax liabilities.

Management has determined the provision for impairment of accounts receivable based on specific customer identification, customer payment trends, subsequent receipts and settlements and the analyses of expected future cash flows. The management of the Group believes that Group entities will be able to realize the net receivable amount through direct collections and other non-cash settlements, and that therefore the recorded value approximates their fair value.

Note 9. Inventories

	31 December 2006	31 December 2005
Materials and supplies	563,183	332,206
Other inventories	140,528	221,981
Total inventories	**703,711**	**554,187**

The above inventory balances are shown net of an obsolescence provision for RR 62,963 thousand and RR 48,875 thousand as at 31 December 2006 and 31 December 2005 respectively.

At 31 December 2006 and 31 December 2005, the inventory balances did not include inventories pledged as collateral under loan agreements.

Note 10. Other current assets

	31 December 2006	31 December 2005
Promissory notes: yield to maturity 9.8 – 13.2 percent p.a. (Note 25)	725,094	-
Other short-term investments	471,056	157,154
Total other current assets	**1,196,150**	**157,154**

Note 11. Equity

Basis of presentation of movements in equity. The Group was formed by the combination of a number of businesses under common control. Because of the consequent use of the predecessor basis of accounting (Note 3), the principal component of the net equity recognised for the Group is based on the historic carrying value of the net assets of the businesses contributed as recorded in the IFRS financial records of the predecessor enterprises, rather than the fair values of those net assets. Similarly, for the purpose of comparability, the equity of the Group has been presented for comparative period and as at 1 January 2005 as if the current Group structure had existed from 1 January 2005 (Note 3). As the Group was formed as a result of a series of share issues completed after 1 January 2005, the equity statement reflects additions to share capital in the amount equal to the statutory nominal value of the shares issued which is based on the fair value of the net assets of the businesses contributed. In accordance with the predecessor basis of accounting, the effect of such additions to equity is offset by a corresponding adjustment in the merger reserve and recognition of minority interest.

(Number of shares unless otherwise stated)	Ordinary shares 31 December 2006	Ordinary shares 31 December 2005
Issued shares	140,954,759,856	103,951,322,702
Par value (in RR)	1.00	1.00

On 26 December 2004, the date that the Company was established, the number of issued ordinary shares amounted to 103,951,322,702 with a par value of RR 1.00 each.

The contributions to the Company's share capital were effected as follows:

- RR 103,849,528 thousand received by way of contribution of RAO UES' controlling interest in OJSC Volga HPP, OJSC Zhigulyovsk HPP, OJSC Votkinsk HPP, OJSC Neporozhny Sayano-Shushensk HPP (named after PS Neporozhny), OJSC Zeya HPP, OJSC Boguchansk HPP, OJSC Bureya HPP, OJSC Zaramagsk HPP, OJSC Zelenchuki HPP, OJSC Kabbalk HPP, OJSC Sulakenergo, OJSC Nizhni Novgorod HPP, OJSC Saratov HPP, OJSC Kama HPP, OJSC Upper Volga Cascade HPPs, OJSC Volga Hydroenergy Cascade Management Company (VoGEK);
- cash contributions amounted to RR 101,795 thousand.

In August 2006, in the course of further sector restructuring, 37,003,437,154 additional ordinary shares of OJSC RusHydro with a value of RR 1.00 each were issued. RAO UES made the following contributions to the Company in exchange for additional shares issued:

- RR 14,346,885 thousand received by way of contribution of RAO UES' controlling interest in OJSC Cheboksary HPP, OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan, OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company, OJSC B.V. Vedeneev Scientific Research Institute of Hydrotechnics and OJSC Research Institute of Power Facilities;
- RR 91,058 thousand received by way contribution of RAO UES' 12.4 percent interest in OJSC Zaramagsk HPP and 1.6 percent interest in OJSC Zelenchuki HPP;
- RR 2,711,573 thousand received by way of contribution of Novosibirskaya HPP assets (business);
- cash contributions amounted to RR 20,000,000 thousand;
- RR 245,001 thousand received by way of contribution of various other assets.

Payment of unpaid share capital. In 2005 RR 2,059,795 thousand of unpaid share capital was settled via transfer of 15.9 percent interest in OJSC Bureya HPP (Note 6) and the remaining part in the amount of RR 101,795 thousand was paid in cash.

Effect of changes in minority interest. In 2006 OJSC Zelenchuki HPP issued 89,242,749 additional ordinary shares with a par value of RR 10.0 each fully paid by RAO UES. The cash contribution amounted to RR 892,427 thousand and the effect of the partial disposal of OJSC Zelenchuki HPP have been recorded within equity at the date of the additional share issue.

Note 11. Equity (continued)

In 2005 the interest in OJSC Sulakenergo decreased from 61.2 percent to 53.6 percent and the interest in OJSC Zaramagsk decreased from 88.4 percent to 77.5 percent due to additional share issuance by these Group's subsidiaries. The additional share issues were fully paid by RAO UES in the amount of RR 1,092,342 thousand.

Effect of carve-out accounting. In 2006 and 2005 the Group recorded the effect resulted from carve-out accounting of OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company, OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan and of Novosibirskaya HPP and related rental agreement for the period and from the predecessor legal entities (Note 3). Included within merger reserve in 2006 and 2005 periods there are RR 173,227 thousand and RR 199,225 thousand of carved out revenues and expenses related to periods from 1 January 2005 to 1 April 2005 or 1 July 2005 for electricity and heat generating divisions within OJSC Mosenergo, OJSC Stavropolenergo and OJSC Dagenergo, predecessor legal entities that had other business activities, and carved out rental revenues and expenses related to periods from 1 January 2005 to 1 November 2006 for Novosibirskaya HPP property, plant and equipment within RAO UES, predecessor legal entity.

Acquisition of subsidiary. In 2006 the Group acquired 56.0 percent of the share capital of OJSC North Osetian Generating Company from OJSC Sevkavkazenergo, subsidiary of RAO UES, for cash consideration of RR 110,327 thousand. The consideration was not paid as at 31 December 2006.

The acquisition of OJSC North Osetian Generating Company was accounted for using the predecessor basis of accounting method from 1 January 2005. The assets and liabilities of the subsidiary transferred under common control are recognised at the predecessor entity's carrying amounts. The difference between the carrying amount of net assets and the purchase consideration is accounted for in these consolidated financial statements as an adjustment to merger reserve in the statement of changes in equity.

Dividends. In accordance with Russian legislation, the Group distributes profits as dividends on the basis of financial statements prepared in accordance with Russian Accounting Rules. The statutory accounting reports are the basis for profit distribution and other appropriations. Russian legislation identifies the basis of distribution as the net profit. However, this legislation and other statutory laws and regulations are open to legal interpretation and accordingly management believes at present it would not be appropriate to disclose an amount for the distributable reserves in these financial statements.

The following dividends were declared by the Group, recognised as a liability and deducted from equity for the reporting periods:

	31 December 2006	Declared dividends	Dividends paid	31 December 2005
OJSC RusHydro	809,000	1,712,200	(931,089)	27,889
Group subsidiaries	246,990	427,464	(317,664)	137,190
Total	**1,055,990**	**2,139,664**	**(1,248,753)**	**165,079**

Note 12. Income tax

Income tax charge

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Current income tax expense	1,641,301	1,388,406
Deferred income tax expense	6,357,222	191,739
Total income tax charge	**7,998,523**	**1,580,145**

During 2006 and 2005 the Group was subject to tax rates of 24 percent on taxable profit.

Note 12. Income tax (continued)

In accordance with Russian tax legislation, tax losses in different Group companies may not be offset against taxable profits of other Group companies. Accordingly, tax may accrue even where there is a net consolidated tax loss.

A reconciliation between the expected and the actual taxation charge is provided below:

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Profit before income tax	29,267,167	3,773,861
Theoretical income tax charge at an average statutory tax rate of 24 percent	(7,024,120)	(905,727)
Tax effect of items which are not deductible or assessable for taxation purposes	(974,403)	(674,418)
Total income tax charge	**(7,998,523)**	**(1,580,145)**

Deferred income tax. Differences between IFRS and Russian statutory taxation regulations give rise to certain temporary differences between the carrying value of certain assets and liabilities for financial reporting purposes and for income tax purposes. Deferred income tax assets and liabilities are measured at 24 percent, the rate expected to be applicable when the assets or liabilities will reverse.

	31 December 2006	Charged (credited) to the income statement	31 December 2005
Deferred income tax liabilities	**10,418,412**	**6,093,600**	**4,324,812**
Property, plant and equipment	10,103,040	6,266,357	3,836,683
Other	315,372	(172,757)	488,129
Deferred income tax assets	**(3,493,543)**	**263,622**	**(3,757,165)**
Property, plant and equipment	(2,450,002)	633,522	(3,083,524)
Accounts receivables	(697,085)	(231,400)	(465,685)
Other	(346,456)	(138,500)	(207,956)
Deferred income tax liabilities, net	**6,924,869**	**6,357,222**	**567,647**

Property, plant and equipment movement includes a deferred tax expense of RR 6,795,809 thousand in relation to the reversal of a previously recognised impairment loss of RR 28,315,873 thousand before tax (Note 5).

	31 December 2005	Charged (credited) to the income statement	31 December 2004
Deferred income tax liabilities	**4,324,812**	**21,017**	**4,303,795**
Property, plant and equipment	3,836,683	(165,968)	4,002,651
Other	488,129	186,985	301,144
Deferred income tax assets	**(3,757,165)**	**170,722**	**(3,927,887)**
Property, plant and equipment	(3,083,524)	397,389	(3,480,913)
Accounts receivables	(465,685)	(223,177)	(242,508)
Other	(207,956)	(3,490)	(204,466)
Deferred income tax liabilities, net	**567,647**	**191,739**	**375,908**

Note 12. Income tax (continued)

Investments in subsidiaries. The Group has not recorded a deferred income tax liability in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries as it is probable that the temporary difference will not reverse in the foreseeable future. In May 2007 the Board of Directors approved an accelerated plan to transfer to a "one share" Company through absorption merger (Note 27). Following the absorption merger all principal subsidiaries will cease to exist as separate legal entities and become branches of the Company. At 31 December 2006 the estimated unrecorded deferred tax liabilities for such differences were RR 15,150,212 thousand (31 December 2005: RR 15,962,814 thousand).

Note 13: Pension benefits

The tables below provide information about the benefit obligations and actuarial assumptions used for the year ended 31 December 2006 and 2005. Amounts recognised in the Group's consolidated balance sheet:

	31 December 2006	31 December 2005
Present value of defined benefit obligations	450,236	144,058
Present value of unfunded obligations	450,236	144,058
Unrecognised actuarial gains	6,320	4,701
Unrecognised past service cost	(303,083)	-
Pension obligations	**153,473**	**148,759**

Amounts recognised in the Group's consolidated income statement:

	31 December 2006	31 December 2005
Current service cost	2,074	2,023
Interest cost	9,629	9,537
Past service cost	-	-
Net expense recognised in income statement	**11,703**	**11,560**

Changes in the present value of the Group's pension benefit obligation are as follows:

	31 December 2006	31 December 2005
Projected Benefit Obligation at beginning of the year	144,058	141,268
Service cost	2,074	2,023
Interest cost	9,629	9,537
Actuarial (gain)/loss	(1,619)	(4,701)
Past service cost	303,083	-
Benefits paid	(6,989)	(4,069)
Present value of pension benefit obligations at end of the year	**450,236**	**144,058**

Movements in the net liability recognised in the balance sheet as at 31 December 2006 and as at 31 December 2005 are as follows:

	31 December 2006	31 December 2005
Net liability at start of year	148,759	141,268
Net expense recognised in the income statement	11,703	11,560
Benefits paid	(6,989)	(4,069)
Employer contributions	-	-
Net liability at end of year	**153,473**	**148,759**

Note 13: Pension benefits (continued)

Principal actuarial assumptions are as follows:

	31 December 2006	31 December 2005
Nominal discount rate	6.8%	6.8%
Nominal pension entitlement increase (prior to benefit commencements)	7.1%	7.1%
Nominal increase in pensions-in-pay (after benefit commencement)	7.1%	7.1%
Rate used for annuity contracts calculation	6.8%	6.8%
Real discount rate	1.7%	1.7%
Real pension entitlement increase (prior to benefit commencements)	2.0%	2.0%
Real increase in pensions-in-pay (after benefit commencement)	2.0%	2.0%

Note 14. Current and non-current debt

Non-current debt

	Currency	Effective interest rate	Due date	31 December 2006	31 December 2005
EBRD (tranche 1)	RR	3.65%+MOSPRIME	2020	2,000,015	-
EBRD (tranche 2)	RR	2.75%+MOSPRIME	2014	850,000	-
EBRD (tranche 3)	RR	3.05%+MOSPRIME	2016	3,150,000	-
Bonds issue	RR	8.10%	2011	5,000,000	-
Morgan Stanley Bank International Ltd.	RR	8.75%	2013	3,000,000	-
JSC Stroycredit	RR	12.50%	2007	-	145,000
Vneshtorgbank	RR	12.50%	2007	-	85,000
Finance lease liabilities	RR	15.50%		793,365	477,170
Total				**14,793,380**	**707,170**
Less current portion of finance lease liabilities				(300,385)	(190,372)
Less current portion of non-current debt				-	(70,834)
Total non-current debt				**14,492,995**	**445,964**

European Bank for Reconstruction and Development ("EBRD"). In September 2006 the Group received a loan in three tranches of RR 6,300,000 thousand from European Bank for Reconstruction and Development. At 31 December 2006 the tranche 1 is stated net of transaction costs incurred in the amount of RR 299,985 thousand. The funds will be used to finance a program to upgrade and re-equip HPPs of the Volga-Kama Cascade. The loan is co-arranged by Standard Bank PLC, Bank Austria Creditanstalt AG and ING Bank (Eurasia) ZAO. The lead arrangers are Calyon, Fortis SA/NV and ZAO Raiffeisenbank Austria, and the arrangers are ZAO Citibank, Credit Suisse and Banque Societe Generale Vostok. Interest is payable quarterly. The Group is subject to certain financial and other covenants under the facility. At 31 December 2006, the Group was in compliance with all its covenants under the facility.

Bonds issue. In July 2006 the Group issued bonds in a public offering on the MICEX Stock Exchange. The total value of bonds issue was RR 5,000,000 thousand. The bonds were sold at a par value of RR 1,000 rubles, with a yield of 8.1 percent per annum. The yield is paid once in six months (182 days). The yield rates of coupons 2 through 10 are the same as the yield of coupon 1. The bonds are repayable in July 2011. The RusHydro Group bonds issue was sponsored by the CIT Finance Investment Bank. The bond issue proceeds will be used to finance the completion of the Boguchanskaya HPP and the needs of the Group subsidiaries.

Note 14. Current and non-current debt (continued)

Morgan Stanley Bank International Ltd. ("Morgan Stanley"). In December 2006 the Group obtained a loan of RR 3,000,000 thousand from Morgan Stanley. The funds are intended to be used for financing capital expenditure projects in accordance with the Company's investment programme. The loan bears interest at a 8.75 percent per annum and is scheduled for repayment in December 2013. The interest is payable on monthly basis. The Group is subject to certain financial and other covenants under the facility. At 31 December 2006, the Group was in compliance with all its covenants under the facility.

Current debt

	Currency	Effective interest rate	31 December 2006	31 December 2005
Aluminum Group Ltd.	RR	12.0%	966,562	-
JSC Mezhtopenergobank	RR	14.3%	872,613	1,461,124
Settimel Holding Ins.	RR	12.0%	182,000	-
Sberbank	RR	7.0-14.3%	-	903,550
Gazprombank	RR	9.8%	-	450,000
Vneshtorgbank	RR	11.0-12.5%	-	309,985
Moscow Industrial bank	RR	15.0%	-	16,664
Evrofinance Mosnarbank	RR	13.00%	-	19,000
Other current debt	RR	various	54,937	99
Finance lease liabilities	RR	15.50%	300,385	190,372
Current portion of non-current debt	RR		-	70,834
Interest payable	RR		309,126	1,709
Total current debt and current portion of non-current debt			**2,685,623**	**3,423,337**

Debt maturity

Due for repayment	31 December 2006	31 December 2005
Between one year and two years	-	159,167
Between two years and three years	-	-
Between three years and four years	-	-
Between four years and five years	5,000,000	-
After five years	9,300,000	-
Total	**14,300,000**	**159,167**

Boguchansk Energy-Metallurgical Association ("BEMA"). In May 2006 OJSC RusHydro and the RUSAL Group signed a Memorandum of Understanding on cooperation in supplying power for an aluminum plant in the Russian Far East. The BEMA project includes the completion of construction of Boguchansk HPP with installed capacity of 3000 GW on the Angara River and construction of Boguchansky Aluminium Plant with a capacity in the order of 600,000 tons a year, which will become one of the major consumers of power generated by HPP. According to Memorandum of Understanding the RusHydro Group and the RUSAL Group will jointly control Boguchansk HPP and Boguchansk Aluminium Plant. As at 31 December 2006 the BEMA structure was not formally established. During 2006 the Group received advances from Aluminum Group Ltd. and Settimel Holding Ins., both RUSAL Group affiliates, to finance the construction of Boguchansk HPP. The debt will be settled in 2007 upon the BEMA structure formation.

Effective interest rate. The effective interest rate is the market interest rate applicable to the loans at the date of origination for fixed rate loans and the current market rate for floating rate loans. The Group has not entered into any hedging arrangements in respect of interest rate exposures.

Note 14. Current and non-current debt (continued)

Finance lease liabilities. Minimum lease payments under finance leases and their present values are as follows:

	Due in 1 year	Due between 2 and 5 years	Due after 5 years	Total
Minimum lease payments at 31 December 2006	**300,385**	**527,191**	**34,350**	**861,926**
Less future finance charges	-	(66,724)	(1,837)	(68,561)
Present value of minimum lease payments at 31 December 2006	**300,385**	**460,467**	**32,513**	**793,365**
Minimum lease payments at 31 December 2005	**190,372**	**576,984**	**78,376**	**845,732**
Less future finance charges	-	(365,119)	(3,443)	(368,562)
Present value of minimum lease payments at 31 December 2005	**190,372**	**211,865**	**74,933**	**477,170**

Note 15. Other non-current liabilities

	31 December 2006	31 December 2005
Advances received from RAO UES (Note 25)	-	2,988,859
Pension obligations	153,473	148,759
Other non-current liabilities	129,671	256,127
Total other non-current liabilities	**283,144**	**3,393,745**

Advances received from RAO UES. During several years RAO UES has financed the construction of Irganaysk HPP located in OJSC Sulakenergo and other capital projects. As at 31 December 2006 the liabilities were reclassified as current due to the completion of the construction and expected settlements scheduled for 2007.

All accounts payable and accruals are denominated in Russian Rubles.

Note 16. Accounts payable and accruals

	31 December 2006	31 December 2005
Trade accounts payable	1,147,064	841,539
Advances received from RAO UES (Note 25)	4,870,009	2,296,926
Advances received	21,992	70,319
Dividends payable (Note 11)	1,055,990	165,079
Payables to staff	316,487	114,898
Other accounts payable	922,440	489,703
Total accounts payable and accruals	**8,333,982**	**3,978,464**

Advances received from RAO UES. As at 31 December 2006 the Group has investment agreements with RAO UES to finance the construction of various HPP assets located in OJSC Sulakenergo, OJSC Boguchansk HPP, OJSC Zaramagsk HPP, OJSC Zelenchuki HPP, OJSC Upper Volga Cascade HPPs and OJSC Kabbalk HPP. The Group expects to settle these obligations in 2007.

Non-cash settlements. In 2006 approximately RR 799,495 thousand (2005: RR 158,113 thousand) of the Group's accounts payable and accruals were settled via non-cash settlements.

All accounts payable and accruals are denominated in Russian Rubles.

Note 17. Other taxes payable

	31 December 2006	31 December 2005
Value added tax	250,564	583,619
Property tax	463,690	437,141
Unified social tax	44,870	19,083
Other taxes	259,608	194,396
Total other taxes payable	**1,018,732**	**1,234,239**

Note 18. Revenues and other operating income

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Sales of electricity and heating	20,564,692	15,110,883
Other operating income	3,903,379	3,252,036
Total revenues and other operating income	**24,468,071**	**18,362,919**

Note 19. Operating expenses

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Purchased power expenses	4,222,949	1,455,826
Depreciation of property, plant and equipment	3,093,545	3,219,419
Loss on disposals of property, plant and equipment, net	2,641,530	8,850
Employee benefit expenses and payroll taxes	2,575,874	1,972,055
Taxes other than income tax	1,911,379	1,664,044
Third parties services, including:	4,189,620	2,973,688
Repairs and maintenance	*1,777,346*	*1,883,735*
Rent expenses	*531,707*	*413,967*
Consulting, legal and information expenses	*277,097*	*91,123*
Insurance cost	*265,783*	*300,394*
Security expenses	*183,577*	*187,931*
Transportation expenses	*77,527*	*10,589*
Commission fee	*68,983*	*3,750*
Services of Central Dispatching Unit ("CDU")	*341,907*	-
Other third parties services	*665,693*	*82,199*
Water usage expenses	967,586	957,326
Other materials	601,120	412,696
Social charges	212,408	100,041
Write-off and charge of impairment of accounts receivable	392,163	155,590
Other expenses	2,528,482	1,568,865
Total operating expenses	**23,336,656**	**14,488,400**

Loss on disposals of property, plant and equipment. In 2006 included within loss on disposals of property, plant and equipment is RR 2,335,351 net loss resulted from disposal of construction in progress to OJSC Dagautodor. The disposed assets comprised of roads, bridges and other infrastructure under construction in Dagestan.

Note 20. Net finance cost

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Interest income	(142,770)	(35,816)
Gain on initial recognition of short-term borrowings	(141,095)	-
Accretion of discount associated with short-term borrowings	18,709	-
Interest expense	390,836	119,081
Finance lease expense	54,441	-
Other charges	-	17,393
Total net finance cost	**180,121**	**100,658**

Note 21. Earnings per ordinary share for profit attributable to the shareholders of OJSC RusHydro basic and diluted

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Weighted average number of ordinary shares issued (thousand of shares)	121,414,115	120,920,110
Profit attributable to the shareholders of OJSC RusHydro (in thousand Russian Rubles)	17,288,651	2,027,773
Weighted average earnings per share – basic and diluted (in Russian Rubles)	**0.1424**	**0.0168**

Note 22. Commitments

Sales commitments. The Group sells electricity on the two wholesale electricity (capacity) market sectors: free trading sector and regulated trading sector.

The Group has entered into a number of annual electricity sales agreements with CJSC "Center for Financial Settlements", retail companies and large industrial customers. The sales agreements contracted for at the balance sheet date but not yet generated were RR 36,029 million at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 20,564 million).

Social commitments. Group entities contribute to the maintenance and upkeep of the local infrastructure and the welfare of its employees, including contributions toward the development and maintenance of housing, hospitals, transport services, recreation and other social needs in the geographical areas in which it operates.

Capital commitments. In May 2006 RAO UES, OJSC RusHydro and RUSAL Group concluded an agreement on the mutual financing, construction and exploitation of Boguchansk HPP and the Boguchansk Aluminum Plant (Note 14). The total investment to be contributed by the RusHydro and RUSAL Groups amounts to RR 100,619 million (USD 3,821.3 million). Both RusHydro Group and RUSAL Group has committed to finance the construction on a parity terms. The first line of Boguchansk HPP and Boguchansk Aluminum Plant is planned to be put into operation in the fourth quarter of 2009.

Other Future capital expenditures in accordance with contractual obligations amounted to RR 8,360 million at 31 December 2006 (31 December 2005: RR 8,481 million).

Note 23 Contingencies

Political environment. The operations and earnings of Group entities continue, from time to time and in varying degrees, to be affected by political, legislative, fiscal and regulatory developments, including those related to environmental protection, in the Russian Federation.

Insurance. The Group holds limited insurance policies in relation to its assets, operations, public liability or other insurable risks. Accordingly, the Group is exposed for those risks for which it does not have insurance.

Note 23 Contingencies (continued)

Legal proceedings. Group entities are party to certain legal proceedings arising in the ordinary course of business. In the opinion of management, there are no current legal proceedings or other claims outstanding, which, upon final disposition, will have a material adverse effect on the position of the Group.

Tax contingencies. Russian tax, currency and customs legislation is subject to varying interpretation, and changes, which can occur frequently. Management's interpretation of such legislation as applied to the transactions and activity of the Group may be challenged by the relevant regional and federal authorities, in particular the way of accounting for tax purposes of tariff imbalance, water tax, and property received in the course of reorganisation. Recent events within the Russian Federation suggest that the tax authorities may be taking a more assertive position in their interpretation of the legislation and assessments. As a result, significant additional taxes, penalties and interest may be assessed. Fiscal periods remain open to review by the authorities in respect of taxes for three calendar years preceding the year of review. Under certain circumstances review may cover longer periods.

Due to the fact, that the tax and other legislation do not fully cover all the aspects of the Group restructuring, there might be respective legal and tax risks.

No disclosure has been made in respect of the possible financial effect of potential claims or disputes on these matters, as this might seriously prejudice the position of the Group.

As at 31 December 2006 management believes that its interpretation of the relevant legislation is appropriate and the Group's tax, currency and customs positions will be sustained. Where management believes it is probable that a position cannot be sustained, an appropriate amount has been accrued for in these financial statements.

Environmental matters. Group entities and their predecessor entities have operated in the electric power industry in the Russian Federation for many years. The enforcement of environmental regulation in the Russian Federation is evolving and the enforcement posture of government authorities is continually being reconsidered. Group entities periodically evaluate their obligations under environmental regulations.

Potential liabilities might arise as a result of changes in legislation and regulation or civil litigation. The impact of these potential changes cannot be estimated but could be material. In the current enforcement climate under existing legislation, management believes that there are no significant liabilities for environmental damage.

Note 24. Financial instruments and financial risk factors

Financial risk factors. The Group's activities expose it to a variety of financial risks, including the effects of changes in foreign currency exchange rates, changes in interest rates and the collectibility of receivables. The Group does not have a risk policy in order to hedge its financial exposures.

Credit risk. Financial assets which potentially subject Group entities to concentrations of credit risk consist principally of trade receivables. Although collection of receivables could be influenced by economic factors, management believes that there is no significant risk of loss to the Group beyond the allowance for doubtful debtors already recorded.

Cash is placed in financial institutions, which are considered at time of deposit to have minimal risk of default.

Interest rate risk. The Group's income and operating cash flows are substantially independent of changes in market interest rates. The Group is exposed to fair value interest rate risk through market value fluctuations of interest-bearing long term borrowings.

Fair values. Management believes that the fair value of its financial assets and financial liabilities is not significantly different from their carrying amounts.

Note 25. Related party transactions

The Group's principal related parties are RAO UES, directors, subsidiaries and enterprises controlled by the state.

The nature of the related party relationships for those related parties with whom the Group entered into significant transactions in 2006 and in 2005 or had significant balances outstanding at 31 December 2006 or at 31 December 2005 are detailed below.

RAO UES

Balances with RAO UES were as follows:

Short-term

	31 December 2006	31 December 2005
Trade and other accounts receivable	26,193	32,308
Promissory notes receivable: effective interest rate: 12 percent p.a. (included in accounts receivable and prepayments)	6,219,850	-
Dividends payable (Note 11)	809,000	27,889
Advances received (Note 16)	4,870,009	2,296,926
Accounts payable	127,339	294,793

Long-term

	31 December 2006	31 December 2005
Advances received (Note 15)	-	2,988,859

Transactions with RAO UES's subsidiaries

Balances with subsidiaries of RAO UES were as follows:

Short-term

	31 December 2006	31 December 2005
Trade and other accounts receivable	1,172,804	804,847
Promissory notes receivable: effective interest rate: 12 percent p.a. (included in accounts receivable and prepayments)	7,568,075	3,526
Promissory notes receivable: yield to maturity 9.8-13.2 percent p.a. (included in other current assets)	725,094	-
Trade and other accounts payable	1,018,677	61,954

Long-term

	31 December 2006	31 December 2005
Accounts receivable	67,053	93,195
Loan receivable from Bureysk HPP (effective interest rate: MOSPRIME plus 5.2 percent, due 2020)	1,900,000	-
Accounts payable	86,257	-

Note 25. Related party transactions (continued)

Transactions with subsidiaries of RAO UES were as follows:

	Year ended 31 December 2006	Year ended 31 December 2005
Electricity and heating revenues	15,933,669	10,612,091
Other revenues	2,342,309	2,006,473
Purchased power expenses	3,862,955	1,636,957
Other expenses	326,576	168,676

Directors' compensation

Compensation is paid to members of the Management Board of the Group for their services in full time management positions. The compensation is made up of a contractual salary, non-cash benefits, and a performance bonus depending on results for the period according to Russian statutory financial statements. The compensation is approved by the Board of Directors. Discretionary bonuses are also payable to members of the Management Board, which are approved by the Chairman of the Managing Board according to his perception of the value of their contribution.

Fees, compensation or allowances to the members of the Board of Directors for their services in that capacity and for attending Board meetings are paid depending on results for the year.

Total remuneration in the form of salaries paid to the members of the Board of Directors and Management Board for the year ended 31 December 2006 was RR 67,431 thousand (2005: RR 14,090 thousand). The Group had no other compensation programs in 2006 and 2005.

State-controlled entities

In the normal course of business the Group enters into transactions with other entities under Government control. Prices for electricity and heat are based on tariffs set by FST and RST. Bank loans are granted at market rates. Taxes are charged and paid under the Russian tax legislation. The balances and transactions with other entities under Government control were not significant for both reporting periods.

Note 26. Principal subsidiaries

The following are the significant subsidiary enterprises which have been consolidated into the Financial Statements. All subsidiaries are incorporated and operate in the Russian Federation.

Hydro generating companies

Name	Ownership / Voting 31 December 2006	31 December 2005
1. OJSC Boguchansk HPP	64.2%/ 64.2%	64.2%/ 64.2%
2. OJSC Cheboksary HPP	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
3. OJSC HydroOGC Management Company	99.3%/ 99.3%	99.3%/ 99.3%
4. OJSC Kabbalk HPP	50.3%/ 50.3%	50.3%/ 50.3%
5. OJSC Kama HPP	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
6. OJSC Karachayevo-Circassia Hydro Generating Company	100.0%/ 99.3%	100.0%/ 99.3%
7. OJSC Neporozhny Sayano-Shushensk HPP	78.9%/ 78.9%	78.9%/ 78.9%
8. OJSC Nizhnebureya HPP	100.0%/ 86.9%	-
9. OJSC Nizhnezeya HPP	100.0%/ 86.9%	-
10. OJSC Nizhni Novgorod HPP	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
11. OJSC North Osetian Generating Company	56.0 %/ 43.4%	56.0 %/ 43.4%
12. OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan	51.0%/ 51.0%	51.0%/ 51.0%
13. OJSC Saratov HPP	99.9%/ 86.9%	99.9%/ 86.9%
14. OJSC Sulakenergo	53.6%/ 53.6%	53.6%/ 53.6%
15. OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company	55.1%/ 71.9%	55.12%/ 71.9%
16. OJSC Upper Volga Cascade HPPs	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
17. OJSC Volga HPP	83.3%/ 86.4%	83.3%/ 86.4%
18. OJSC Votkinsk HPP	59.8%/ 74.2%	59.8%/ 74.2%
19. OJSC Zagorsk HAEPP	50.9%/ 50.9%	50.9%/ 50.9%
20. OJSC Zaramagsk HPP	89.9%/ 77.5%	89.9%/ 77.5%
21. OJSC Zelenchuki HPP	53.5%/ 53.5%	97.3%/ 97.3%
22. OJSC Zeya HPP	56.4%/ 72.2%	56.4%/ 72.2%
23. OJSC Zhigulyovsk HPP	84.1%/ 99.3%	84.1%/ 99.3%

Other entities

Name	Ownership / Voting 31 December 2006	31 December 2005
24. CJSC Boguchansk HPP	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
25. HydroOGK Aluminium Company Limited	100.0%/ 100.0%	-
26. HydroOGK Power Company Limited	100.0%/ 100.0%	-
27. OJSC B.V. Vedeneev Scientific Research Institute of Hydrotechnics	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
28. OJSC Electroremont VKK	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
29. OJSC Hydroremont VKK	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
30. OJSC Malaya Mezenskaya Tidal PP	100.0%/ 86.9%	-
31. OJSC Prometeus	100.0%/ 100.0%	-
32. OJSC Research Institute of Power Facilities	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
33. OJSC Sayano-Shushensk Hydroremont	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
34. OJSC Sayano-Shushensk Motor Vehicles Shop	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
35. OJSC South Yakutia Hydro Energy Complex	100.0%/ 86.9%	-
36. OJSC Turboremont VKK	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
37. OJSC UES Energy Construction Complex	51.0%/ 51.0%	-
38. OJSC Zagorsk HAEPP-2	100.0%/ 86.9%	-

In 2005 the interest in OJSC Sulakenergo decreased from 61.2 percent to 53.6 percent and the interest in OJSC Zaramagsk decreased from 88.4 percent to 77.5 percent due to additional share issuance by these Group's subsidiaries. The additional share issues were fully paid by RAO UES in the amount of RR 1,092,342 thousand (Note 11).

Note 26. Principal subsidiaries (continued)

In August 2006 in the course of further sector restructuring RAO UES made further contributions to the Company in exchange for additional share issue (Note 11). The controlling interest in OJSC Cheboksary HPP, OJSC Regional Power Generation Company of Daghestan, OJSC Zagorsk HAEPP, OJSC The Stavropol Electricity Power Generating Company, OJSC B.V. Vedeneev Scientific Research Institute of Hydrotechnics and OJSC Research Institute of Power Facilities were transferred to the Company (Note 11).

During 2006 the interest in OJSC Zelenchuki HPP decreased from 97.3 percent to 53.5 percent due to an additional share issue which was fully paid by RAO UES (Note 11).

In September 2006 the Company established the wholly-owned subsidiaries - HydroOGK Power Company Limited and HydroOGK Aluminium Company Limited registered in the Republic of Cyprus within the BEMA framework agreement (Note 14).

In 2006 the Group acquired 56.0 percent of the share capital of OJSC North Osetian Generating Company from OJSC Sevkavkazenergo, a fellow subsidiary of RAO UES (Note 11).

The change in ownership in other subsidiaries was due to the establishment of these new entities in the reporting period ended 31 December 2006.

Note 27. Subsequent events

In February 2007 the Company provided a guarantee to Cascade Nizhny-Cherek HPP, which is not a subsidiary of the Group, with respect to a USD 60 million loan obtained from CF Structured Products B.V. The loan bears 10.5 percent annual interest and matures on 15 February 2013. The funds received will be used to complete the construction of the Kashkhatau HPP of Cascade Nizhny-Cherek HPP in the Kabardinian-Balkarian Republic.

In March 2007 the Company signed a purchase agreement with RAO UES to acquire movable and non-movable property, plant and equipment for RR 1,271 million.

In March 2007 the Company provided a guarantee with respect to a bridge loan of USD 520 million raised by Boguchansk Aluminium Plant (the "Plant"), jointly controlled by the RusHydro Group and the RUSAL Group, to finance the BEMA construction programme (Note 14). The loan bears interest at LIBOR plus 0.825 percent per annum and is scheduled for repayment in December 2010. The Company issued a guarantee to secure 50 percent of the Plant's obligations while the other 50 percent are secured by a guarantee and surety provided by the RUSAL Group.

In May 2007 the Company signed a loan agreement with Morgan Stanely for RR 1,500 million. The loan matures in May 2014. The interest rate is linked to MOSPRIME rates.

In May 2007 the Company's Board of Directors approved the following decisions:

- an accelerated plan to transfer to a "one share" Company;
- not to pay any dividends based on the annual 2006 results of OJSC RusHydro;
- to pay dividends in respect of the first quarter of 2007 of RR 0.00793872 per share for total amount of RR 1,119 million.

In June 2007 the Company transferred its 64.2 percent interest in OJSC Boguchansk HPP to an entity registered in Cyprus which is jointly controlled by RusHydro Group and the RUSAL Group. The transfer was made in accordance with a Memorandum of Understanding on cooperation in supplying power for an aluminum plant in the Russian Far East signed in May 2006 (Note 14).

In July 2007, the Federal Financial Markets Service registered the Company's additional issue of ordinary shares in a total number of 110,000 million shares with a total nominal value of RR 110,000 million at par value RR 1 per share.

ГРУППА «РУСГИДРО»

КОМБИНИРОВАННАЯ И КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (МСФО) ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006 ГОДА

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

PRICEWATERHOUSECOOPERS

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету Директоров открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания ГидроОГК» (ОАО «РусГидро»):

Мы провели аудит прилагаемой комбинированной и консолидированной финансовой отчетности **ОАО «РусГидро»** и его дочерних обществ (далее - «Группа»), которая включает комбинированный и консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2006 года, комбинированные и консолидированные отчет о прибылях и убытках, отчет о движении денежных средств и отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату, а также основные положения учетной политики и прочие примечания к финансовой отчетности.

Ответственность руководства за составление финансовой отчетности

Руководство Группы несет ответственность за составление и объективное представление данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Эта ответственность включает: разработку, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля, связанной с составлением и объективным представлением финансовой отчетности, которая не содержит существенных искажений в результате ошибок или недобросовестных действий, выбор и применение надлежащей учетной политики, и использование обоснованных применительно к обстоятельствам бухгалтерских оценок.

Ответственность аудитора

Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о представленной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам и планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит предусматривает проведение процедур, целью которых является получение аудиторских доказательств в отношении числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на профессиональном суждении аудитора, включая оценку рисков существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с составлением и объективным представлением финансовой отчетности компании с тем, чтобы разработать аудиторские процедуры, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Кроме того, аудит включает оценку уместности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими и дают нам основания для выражения мнения аудитора.

Фирма является уполномоченным пользователем фирменного наименования и товарного знака «ПрайсвотерхаусКуперс»

**Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет**

Мнение аудитора

По нашему мнению, прилагаемая комбинированная и консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2006 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Параграф, привлекающий внимание

Не изменяя мнения о достоверности комбинированной и консолидированной финансовой отчетности, мы обращаем внимание на то, что указано в Примечании 3 к прилагаемой комбинированной и консолидированной финансовой отчетности. Данная комбинированная и консолидированная финансовая отчетность включает в себя показатели выделенных доходов и расходов генерирующих подразделений, относящихся к периоду с 1 января по 1 апреля или 1 июля 2005 года и осуществленных в составе ОАО «Мосэнерго», ОАО «Ставропольэнерго» и ОАО «Дагэнерго», предшествующих юридических лиц, осуществляющих другие виды деятельности, а также показатели выделенных доходов и расходов за период с 1 января 2005 года по 1 ноября 2006 года, относящихся к сдаче в аренду основных средств ОАО «Новосибирская ГЭС», выделенного из состава предшественника ОАО РАО «ЕЭС России». В связи с тем, что при выделении указанных доходов и расходов для целей формирования отчетности использовались различные допущения, описанные в Примечании 3, данные показатели, связанные с производством тепловой и электрической энергии в составе предшествующих структур и включенные в данную комбинированную и консолидированную финансовую отчетность, не могут быть использованы для оценки результатов деятельности в составе Группы в будущем.

ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

2 августа 2007 года
Москва, Российская Федерация

**Перевод оригинала, подготовленного на английском языке,
являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет**

Группа «РусГидро»
Комбинированный и консолидированный Бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2006 года
(в тыс. руб., за исключением информации в расчете на акцию)

	Прим.	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	5	104,924,112	66,992,921
Прочие внеоборотные активы	6	5,088,489	3,833,648
Итого внеоборотные активы		**110,012,601**	**70,826,569**
Краткосрочные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	7	5,571,822	1,220,076
Дебиторская задолженность и авансы выданные	8	19,169,442	3,231,434
Товарно-материальные запасы	9	703,711	554,187
Прочие оборотные активы	10	1,196,150	157,154
Итого оборотные активы		**26,641,125**	**5,162,851**
ИТОГО АКТИВЫ		**136,653,726**	**75,989,420**
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Акционерный капитал	11	140,954,760	103,951,323
Эмиссионный доход	11	391,080	-
Резерв, связанный с присоединением	11	(74,012,535)	(56,579,465)
Нераспределенная прибыль		14,535,081	(1,017,185)
Капитал акционеров ОАО «РусГидро»		**81,868,386**	**46,354,673**
Доля меньшинства		**20,986,163**	**16,517,022**
ИТОГО КАПИТАЛ		**102,854,549**	**62,871,695**
Долгосрочные обязательства			
Отложенные налоговые обязательства	12	6,924,869	567,647
Долгосрочные заемные средства	14	14,492,995	445,964
Прочие долгосрочные обязательства	15	283,144	3,393,745
Итого долгосрочные обязательства		**21,701,008**	**4,407,356**
Краткосрочные обязательства			
Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	14	2,685,623	3,423,337
Кредиторская задолженность и начисления	16	8,333,982	3,978,464
Текущие обязательства по налогу на прибыль		59,832	74,329
Кредиторская задолженность по прочим налогам	17	1,018,732	1,234,239
Итого краткосрочные обязательства		**12,098,169**	**8,710,369**
Итого обязательства		**33,799,177**	**13,117,725**
ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		**136,653,726**	**75,989,420**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

23 июля 2007 года

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке, являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

Группа «РусГидро»
Комбинированный и консолидированный Отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2006 года
(в тыс. руб., за исключением информации в расчете на акцию)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Доходы от текущей деятельности	18	20,564,692	15,110,883
Прочие операционные доходы	18	3,903,379	3,252,036
Расходы по текущей деятельности	19	(23,336,656)	(14,488,400)
Восстановление ранее признанного убытка от экономического обесценения основных средств	5	28,315,873	-
Прибыль от текущей деятельности		**29,447,288**	**3,874,519**
Финансовые доходы	20	283,865	35,816
Финансовые расходы	20	(463,986)	(136,474)
Финансовые расходы, нетто		**(180,121)**	**(100,658)**
Прибыль до налогообложения		**29,267,167**	**3,773,861**
Расходы по налогу на прибыль	12	(7,998,523)	(1,580,145)
Прибыль за период		**21,268,644**	**2,193,716**
Причитающаяся:			
Акционерам ОАО «РусГидро»		17,288,651	2,027,773
Доле меньшинства		3,979,993	165,943
Прибыль на обыкновенную акцию для прибыли, причитающейся акционерам ОАО «РусГидро» - базовая и разводненная (в российских рублях)	21	0.1424	0.0168
Средневзвешенное количество акций в обращении – базовое и разводненное	21	121,414,115	120,920,110

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

23 июля 2007 года

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности

Группа «РусГидро»
Комбинированный и консолидированный Отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2006 года
(в тыс. руб., за исключением информации в расчете на акцию)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Прибыль до налогообложения		**29,267,167**	**3,773,861**
Износ основных средств	19	3,093,545	3,219,419
Убыток от выбытия основных средств	19	2,641,530	8,850
Финансовые расходы, нетто	20	180,121	100,658
Списание и начисление убытка от обесценения дебиторской задолженности	19	392,163	155,590
Восстановление ранее признанного убытка от экономического обесценения основных средств	5	(28,315,873)	-
Прочие		102,528	4,528
Денежные потоки по текущей деятельности до изменений оборотного капитала и уплаченного налога на прибыль		**7,361,181**	**7,262,906**
Изменения в оборотном капитале:			
(Увеличение) дебиторской задолженности и авансов выданных		(15,722,617)	(2,249,721)
(Увеличение) прочих оборотных активов		(60,667)	(58,660)
(Увеличение) / уменьшение товарно-материальных запасов		(149,524)	18,463
Уменьшение / (увеличение) прочих внеоборотных активов		651,741	(544,810)
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		891,524	473,254
(Уменьшение)/ увеличение задолженности по налогам		(215,508)	301,603
(Уменьшение) прочих долгосрочных обязательств		(121,742)	(58,636)
Налог на прибыль уплаченный		(1,962,949)	(1,296,617)
Итого поступление денежных средств от текущей деятельности		**(9,328,561)**	**3,847,782**
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Приобретение основных средств		(15,532,039)	(7,351,532)
Займы выданные	6	(1,900,000)	-
Приобретение векселей и других краткосрочных инвестиций, нетто		(423,383)	(2,132,985)
Итого использовано денежных средств на инвестиционную деятельность		**(17,855,422)**	**(9,484,517)**
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Поступления по краткосрочным заемным средствам		1,325,886	4,515,740
Поступления по долгосрочным заемным средствам		14,300,000	91,045
Погашение займов		(3,390,423)	(3,057,326)
Проценты уплаченные		(456,553)	(117,372)
Дивиденды, выплаченные Группой акционерам РАО «ЕЭС России»	11	(931,089)	(580,896)
Дивиденды, выплаченные Группой миноритарным акционерам	11	(317,664)	(155,620)
Поступления от эмиссии акций	11	20,000,000	101,795
Приобретение обществом РАО «ЕЭС России» акций дополнительного выпуска дочерних компаний Группы	11	892,427	1,092,342
Авансы, полученные от РАО «ЕЭС России» по инвестиционным контрактам	15, 16	1,291,358	4,567,606
Возмещение авансовых платежей, полученных от РАО «ЕЭС России» по инвестиционным контрактам	15, 16	(834,520)	-
Платежи по финансовому лизингу		(343,693)	(234,211)
Итого поступление денежных средств по финансовой деятельности		**31,535,729**	**6,223,103**
Увеличение денежных средств и их эквивалентов		**4,351,746**	**586,368**

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке, являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	7	**1,220,076**	**633,708**
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	7	**5,571,822**	**1,220,076**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

23 июля 2007 года

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке, являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

Группа «РусГидро»

Комбинированный и консолидированный Отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся 31 декабря 2006 года

(в тыс. руб., за исключением информации в расчете на акцию)

	Акционерный капитал, состоящий из обыкновенных акций	Эмиссионный доход	Неоплаченный акционерный капитал	Резерв, связанный с присоединением	Нераспределенная прибыль	Капитал, относимый на счет акционеров ОАО «РусГидро»	Доля меньшинства	Итого капитал
На 1 января 2005 года	**103,951,323**	**-**	**(2,059,795)**	**(56,380,240)**	**(2,906,002)**	**42,605,286**	**15,320,378**	**57,925,664**
Оплата неоплаченной части акционерного капитала (Примечание 11)	-	-	2,059,795	-	-	2,059,795	-	2,059,795
Влияние изменений доли меньшинства (Примечание 11)	-	-	-	-	(111,067)	(111,067)	1,203,409	1,092,342
Влияние формирования отдельной отчетности выделенных предприятий (Примечание 11)	-	-	-	(199,225)	-	(199,225)	-	(199,225)
Прибыль за период	-	-	-	-	2,027,773	2,027,773	165,943	2,193,716
Дивиденды объявленные (Примечание 11)	-	-	-	-	(27,889)	(27,889)	(172,708)	(200,597)
На 31 декабря 2005 года	**103,951,323**	**-**	**-**	**(56,579,465)**	**(1,017,185)**	**46,354,673**	**16,517,022**	**62,871,695**
На 1 января 2006 года	**103,951,323**	**-**	**-**	**(56,579,465)**	**(1,017,185)**	**46,354,673**	**16,517,022**	**62,871,695**
Выпуск акций (Примечание 11)	37,003,437	391,080	-	(17,149,516)	-	20,245,001	-	20,245,001
Влияние изменений доли меньшинства (Примечание 11)	-	-	-	-	(24,185)	(24,185)	916,612	892,427
Приобретение дочерних компаний (Примечание 11)	-	-	-	(110,327)	-	(110,327)	-	(110,327)
Влияние формирования отдельной отчетности выделенных предприятий (Примечание 11)	-	-	-	(173,227)	-	(173,227)	-	(173,227)
Прибыль за период	-	-	-	-	17,288,651	17,288,651	3,979,993	21,268,644
Дивиденды объявленные (Примечание 11)	-	-	-	-	(1,712,200)	(1,712,200)	(427,464)	(2,139,664)
На 31 декабря 2006 года	**140,954,760**	**391,080**	**-**	**(74,012,535)**	**14,535,081**	**81,868,386**	**20,986,163**	**102,854,549**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер

О.В. Отто

23 июля 2007 года

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке, являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

Примечание 1. Группа и ее деятельность

Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания ГидроОГК» или ОАО «РусГидро» (далее «Общество») было образовано как дочернее общество, находящееся в полной собственности ОАО РАО «ЕЭС России». ОАО «РусГидро» создано 26 декабря 2004 года в соответствии с постановлениями Правительства «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

Основной деятельностью Группы «РусГидро» (далее «Группа») является производство и реализация электроэнергии. Юридический адрес Общества: РФ, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Республики, д. 51. Группа включает в себя гидроэлектростанции, расположенные на территории Российской Федерации. Информация относительно значимых дочерних обществ раскрывается в Примечании 26.

Условия ведения деятельности Группы. Несмотря на улучшение ситуации в экономике Российской Федерации, ей по-прежнему присущи некоторые черты развивающегося рынка. К ним относятся, в частности, неконвертируемость российского рубля в большинстве стран, а также сравнительно высокая инфляция. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям.

Отношения с государством и влияние на деятельность Группы. По состоянию на 31 декабря 2006 года Российское Акционерное Общество «Единая энергетическая система России» («РАО ЕЭС») владело 100 % голосующих обыкновенных акций ОАО «РусГидро» (на 31 декабря 2005 года - 100%). Правительство Российской Федерации является конечной контролирующей стороной деятельности Группы.

В число потребителей электрической и тепловой энергии Группы входит большое количество предприятий, контролируемых государством. Кроме того, государство контролирует ряд поставщиков топлива и других поставщиков Группы.

Государство оказывает непосредственное влияние на деятельность Группы путем регулирования через Федеральную службу по тарифам (ФСТ) – оптовой реализации электроэнергии и через Региональную энергетическую комиссию (РЭК) – реализации тепловой энергии. В целях более эффективного удовлетворения потребностей системы деятельность всех вырабатывающих мощностей координируется ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» (далее «СО-ЦДУ»). Деятельность СО-ЦДУ контролируется ОАО РАО «ЕЭС России».

Тарифы на электрическую и тепловую энергию для предприятий Группы определяются на основе нормативных документов по выработке электрической и тепловой энергии, и нормативных документов, применимых для естественных монополий. Тарифы исторически определяются по методу «затртаты-плюс», т.е. себестоимость плюс норма прибыли, при этом себестоимость определяется в соответствии с Положениями о бухгалтерском учете в Российской Федерации (ПБУ), существенно отличающимися от Международных стандартов финансовой отчетности (МСФО). На практике на определение тарифов оказывают значительное влияние факторы социального и политического характера, что, как правило, влечет существенные задержки в принятии решений об увеличении тарифов либо их увеличение, в размере меньшем, чем требуется для покрытия роста затрат. Однако, с 2006 года и до настоящего момента, т.е. 2007 года, возрастающий спрос на электроэнергию и мощность наряду с увеличивающимся сектором свободной торговли на рынке оптовой электроэнергии обеспечили более высокий темп роста выручки (Примечание 1).

Как указано выше, политика Правительства Российской Федерации в экономической, социальной и других сферах способна оказать существенное влияние на деятельность Группы.

Изменения, происходящие в отрасли. Российская Электроэнергетика в данный момент находится в процессе реформирования, целью которого является создание конкурентного рынка электроэнергии и среды, в которой Группа ОАО РАО «ЕЭС России» и ее правопреемники (включая ОАО «РусГидро») смогут привлекать средства, необходимые для поддержания и расширения производственных мощностей.

Важнейшим шагом на пути к конкурентоспособной модели оптового рынка электроэнергии (мощности) стало принятие Новых Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (НОРЭМ), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2006 №529, которые вступили в силу с 1 сентября 2006 года. В соответствии с новыми правилами работы оптового рынка система взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности в секторе регулируемой торговли преобразуется в систему регулируемых двусторонних договоров между продавцами и покупателями электроэнергии. Начиная с 1 сентября 2006 года производство и потребление электрической энергии и мощности полностью осуществляется в рамках регулируемых договоров.

Начиная с 2007 года объемы электрической энергии и мощности, реализуемые на оптовом рынке электроэнергии по регулируемым ценам, начнут существенно снижаться. Величина снижения установлена Правительством Российской Федерации в соответствии с прогнозами социально-экономического развития. В 2007 году до 90% запланированного объема производства электрической энергии и мощности будет осуществляться по регулируемым ценам. Период с 2006 до приблизительно 2011 года является переходным. По окончании этого периода будет сформирован полностью конкурентный оптовый рынок электроэнергии.

Руководство Группы считает, что в конечном итоге будет создана стабильная нормативная база и конкурентный рынок электроэнергии, что позволит Группе привлекать необходимые средства для устойчивого развития финансово-хозяйственной деятельности. Однако в этом вопросе не может быть полной уверенности.

Образование Группы. Открытое акционерное общество «РусГидро» было образовано как дочернее общество, находящееся в полной собственности материнской компании ОАО РАО «ЕЭС России». ОАО «РусГидро» создано 26 декабря 2004 года в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 01 сентября 2003 года № 1254-р, в котором утвержден состав генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии (ОГК). Со стороны ОАО РАО «ЕЭС России» (материнская компания) в уставный капитал Общества были внесены (Примечание 11):

- акции дочерних обществ и аффилированых компаний: ОАО «Волжская ГЭС», ОАО «Жигулевская ГЭС», ОАО «Воткинская ГЭС», ОАО «Саяно-Шушенская ГЭС имени Непорожнего», ОАО «Зейская ГЭС», ОАО «Богучанская ГЭС», ОАО «Бурейская ГЭС», ОАО «Зарамагские ГЭС» ОАО «Зеленчукские ГЭС», ОАО «Каббалк ГЭС», ОАО «Сулакэнерго», ОАО «Нижегородская ГЭС», ОАО «Саратовская ГЭС», ОАО «Камская ГЭС», ОАО «Каскад Верхневолжских ГЭС», ОАО «Управляющая компания Волжский Гидроэнергетический Каскад» (УК ВоГЭК);
- денежные средства.

В августе 2006 года в процессе дальнейшей реструктуризации отрасли ОАО РАО «ЕЭС России» произвело следующие вложения в Общество в обмен на акции дополнительной эмиссии (Примечание 11):

- акции дочерних обществ: ОАО «Чебоксарская ГЭС», ОАО «Дагестанская региональная генерирующая компания», ОАО «Загорская ГАЭС», ОАО «Ставропольская электрогенерирующая компания», ОАО «Научно-исследовательский гидротехнический институт им. Б.В.Веденеева», ОАО «Научно-исследовательский институт электроэнергетических сооружений», ОАО «Зарамагские ГЭС» и ОАО «Зеленчукские ГЭС»;
- активы Новосибирской ГЭС;
- денежные средства;
- прочие активы.

В мае 2007 года Советом директоров Общества одобрен ускоренный план перевода компаний на «единую акцию» путём присоединения (Примечание 27). После присоединения все основные дочерние общества будут являться не отдельными юридическими лицами, а филиалами Общества.

Примечание 2. Финансовое положение

По состоянию на 31 декабря 2006 года оборотные активы Группы превышали ее краткосрочные обязательства на 14 542 956 тыс. руб. По состоянию на 31 декабря 2005 года краткосрочные обязательства Группы превышали ее оборотные активы на 3 547 518 тыс. руб.

Как уже было указано выше, Правительство Российской Федерации оказывает влияние на Группу путем контроля над тарифами и другими факторами. Федеральная служба по тарифам не всегда дает разрешение на повышение тарифов пропорционально росту затрат Группы, и поэтому отдельные тарифы недостаточны для покрытия всех затрат на производство энергии. Более того, при увеличении этих тарифов учитываются только затраты, определяемые по российским стандартам, и, соответственно, не включаются дополнительные затраты, учитываемые по Международным Стандартам Финансовой Отчетности. В результате этого тарифы зачастую не обеспечивают надлежащего уровня окупаемости, а также достаточных средств для полного замещения основных средств. Однако возрастающий спрос на электроэнергию и мощность наряду с увеличивающимся сектором свободной торговли на рынке оптовой электроэнергии вызвали более высокий темп роста выручки в 2006 году и до настоящего момента (Примечание 1).

Руководство Группы предпринимает следующие меры для решения указанных выше вопросов и улучшения финансового положения Группы:

- внедрение улучшенных процедур финансового планирования;
- ведение переговоров со стратегическими инвесторами, определение и оценка проектов, требующих финансовых вложений;
- ведение переговоров с федеральными и региональными органами власти и регулирующими организациями по вопросу фактического повышения тарифов для обеспечения достаточного объема долгосрочных инвестиций в активы Группы по производству, передаче и распределению энергии;
- привлечение долгосрочных заемных средств/выпуска акций для инвестиций в новые генерирующие активы.

Примечание 3. Основные подходы к составлению финансовой отчетности

Принцип соответствия. Настоящая комбинированная и консолидированная финансовая отчетность (далее — «Финансовая отчетность») была подготовлена в соответствии Международными Стандартами Финансовой Отчетности (далее — «МСФО») и соответствующими Интерпретациями, утвержденными Советом по международным стандартам финансовой отчетности («СМСФО»).

Каждое предприятие Группы ведет индивидуальный учет и готовит финансовую отчетность в соответствии со стандартами бухгалтерского учета и отчетности Российской Федерации (далее – «РСБУ»). Прилагаемая Отчетность подготовлена на основании российских учетных данных, скорректирована и переклассифицирована для целей достоверной презентации с учетом требований МСФО.

Функциональная валюта и валюта отчетности. Национальная валюта Российской Федерации - российский рубль, являющийся функциональной валютой для каждого из предприятий Группы и одновременно валютой, в которой была подготовлена прилагаемая финансовая отчетность. Округление всей финансовой информации, представленной в рублях, осуществлялось до тысячи рублей.

Учет инфляции. В предыдущих периодах экономика Российской Федерации характеризовалась высоким уровнем инфляции и была признана гиперинфляционной в соответствии с МСФО 29 «Финансовая отчетность в гиперинфляционной экономике». МСФО 29 требует, чтобы финансовая отчетность, составленная в валюте страны с гиперинфляционной экономикой, была выражена в текущих единицах измерения на дату составления бухгалтерского баланса.

Поскольку характеристики экономики Российской Федерации указывают на прекращение процессов гиперинфляции, с 1 января 2003 года Группа не применяет положения МСФО 29.

Соответственно, данные отчетности, пересчитанные с учетом текущей покупательной способности рубля по состоянию на 31 декабря 2002 года, представляли начальные данные финансовой отчетности последующих периодов.

Учет предшественника. Процесс реструктуризации Группы описан в Примечании 1.

В данной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности, Группой было учтено присоединение предприятий, находящихся под общим контролем, при этом в рамках учетной политики также использовался «метод учета предшественника». Соответственно, активы и обязательства присоединенных предприятий были учтены по исторической стоимости, отраженной в финансовой отчетности ОАО РАО «ЕЭС России» в соответствии с МСФО. Данные, относящиеся к сравнительному периоду, пересчитаны исходя из предположения, что объединение предприятий произошло с начала самого раннего из представленных периодов. Следовательно, деятельность ОАО «Чебоксарской ГЭС», ОАО «Дагестанской региональной генерирующей компании», ОАО «Загорской ГАЭС», ОАО «Ставропольской электрической генерирующей компании», ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», ОАО «НИИЭС», ОАО «Зарамагских ГЭС», ОАО «Зеленчукских ГЭС» и ОАО «Северо-Осетинской генерирующей компании» была учтена в комбинированной и консолидированной финансовой отчетности Группы, начиная с 1 января 2005 года.

Разница между балансовой стоимостью чистых активов, полученных при объединении предприятий, находящихся под общим контролем, и номинальной стоимостью внесенного акционерного капитала отражена в отчете о движении капитала как резерв, связанный с присоединением.

Активы ОАО «Новосибирская ГЭС», переданные ОАО РАО «ЕЭС России» в качестве взноса в уставный капитал Общества, сдавались в аренду ОАО «Новосибирскэнерго» до 31 декабря 2006 года, при этом передача включала арендное соглашение. Взносы основных средств и выплаты по соответствующим договорам аренды, были учтены на основании объединения предприятий, находящихся под общим контролем, и отражены в отчетности по методу балансовой стоимости предшественника в соответствии с принципами учетной политики, которые были введены в действие с 1 января 2005 года. При выделении суммы доходов, полученных от сдачи имущества в аренду, амортизационных отчислений и соответствующих налогов, в отношении переданных активов, были признаны за полный календарный год. Переданные активы были представлены в отчетности по методу учета предприятия-правопредшественника с 1 января 2005 года.

Принцип непрерывности деятельности. Прилагаемая комбинированная и консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из допущения непрерывности деятельности, в соответствии с которым реализация активов и погашение обязательств происходят в ходе обычной деятельности. На способность к восстановлению активов и будущую деятельность Группы может значительно повлиять текущая и будущая экономическая конъюнктура. Прилагаемая Отчетность не включает корректировки, которые необходимо было бы произвести в том случае, если бы Группа не могла продолжить дальнейшее осуществление финансово-хозяйственной деятельности в соответствии с принципом непрерывности деятельности.

Новые стандарты бухгалтерского учета. Несколько новых Стандартов вступают в силу начиная с 1 января 2006 года. Ниже представлены новые или скорректированные Стандарты и Интерпретации, которые в настоящий момент или в будущем могут оказать эффект на деятельность Группы, а также их влияние на учетную политику Группы:

- МСФО (IAS) №39 (изменение) «Справедливая стоимость».
- Интерпретация КИМФО №4 «Определение признаков лизинга в договорных отношениях».
- МСФО (IAS) №39 (изменение) «Учет прогнозируемых внутрифирменных операций с точки зрения хеджирования денежных потоков».
- МСФО (IAS) №39 (изменение) «Договоры финансовых гарантий».
- МСФО (IAS) №21 (изменение) «Чистые инвестиции в зарубежную деятельность».

- МСФО (IAS) №19 (изменение) «Актуарные прибыли и убытки, пенсионные планы Группы и раскрытие информации».
- Интерпретация КИМФО №5 «Права на доли, возникающие в связи с фондами ликвидации, реконструкции и экологического восстановления».
- Интерпретация КИМФО №6 «Обязательства, возникающие в связи с участием в специализированном рынке – отходы электротехнического и электронного оборудования».
- МСФО (IFRS) №6 «Разработка и оценка минеральных ресурсов» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 года или после этой даты.

Применение вышеуказанных новых или скорректированных Стандартов и Интерпретаций не оказало существенного влияния на финансовую позицию Группы по состоянию на 31 декабря 2006 года и по состоянию на 31 декабря 2005 года и на результаты ее деятельности за 2 года, закончившихся на эти даты.

Прочие новые стандарты и интерпретации. Перечисленные далее новые Стандарты и Интерпретации еще не приняты и, соответственно, не применялись при подготовке настоящей Отчетности:

- МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» распространяется на отчетные периоды, начинающиеся 1 января 2007 года или после этой даты. Стандарт требует более подробного раскрытия информации о финансовых инструментах Группы, путем выделения количественных аспектов незащищенности от рисков и методов управления рисками. Раскрытие количественных показателей позволит предоставить информацию о том, насколько предприятие подвержено рискам, основываясь на информации предоставленной руководством компании. Раскрытие качественных и количественных аспектов распространяется на кредитный риск, риск ликвидности и рыночный риск, включая анализ чувствительности рыночного риска. МСФО 7 заменяет собой МСФО (IAS) 30, «Раскрытие информации в финансовой отчетности Банков и других подобных Финансовых организаций», а также МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: раскрытие и презентация». Поправка к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» заключается в предоставлении раскрытия капитала Общества и информации о том, как оно управляет капиталом. В настоящее время, Группа производит оценку влияния применения нового МСФО 7 и поправки к МСФО (IAS) 1 на раскрытия в финансовой отчетности.
- МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся 1 января 2009 г. или после этой даты. Стандарт применяется к предприятиям, долговые или ценные бумаги которых обращаются на публичных торгах, или финансовая отчетность которых зарегистрирована (или в процессе регистрации) в управляющем органе с целью выпуска любого вида финансовых инструментов на публичный рынок. МСФО 8 требует раскрытия финансовой и прочей информации об операционных сегментах и определяет в каком виде должна быть представлена данная информация.. Группа начнет применять МСФО 8 с 1 января 2009 года. В настоящее время руководство Группы производит оценку влияния данного нового Стандарта на раскрытие информации в финансовой отчётности Группы.
- Интерпретация КИМФО №7 «Применение подхода по изменению начальных остатков по МСФО (IAS) 29» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся 1 марта 2006 года или после этой даты, т.е. с 1 января 2007 года. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 7 с 1 января 2007 года, хотя ни одно из обществ Группы не использует валюту страны с гиперинфляционной экономикой в качестве своей функциональной валюты и, таким образом, Интерпретация КИМФО (IFRIC) 7 неактуальна для Группы.
- Интерпретация КИМФО №8 «Область применения МСФО (IFRS) 2» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся 1 мая 2006 года или после этой даты, т.е. с 1 января 2007 года. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 8 с 1 января 2007 года, однако, как предполагается, применение данного стандарта не окажет влияния на отчетность Группы.

- Интерпретация КИМФО №9 «Переоценка встроенных производных инструментов» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 июня 2006 года или после этой даты Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 9 с 1 января 2007 года, однако, как предполагается, применение данного стандарта не окажет влияния на отчетность Группы.
- Интерпретация КИМФО №10 «Промежуточная финансовая отчетность и обесценение» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 ноября 2006 года или после этой даты. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 10 с 1 января 2007 года, однако, как предполагается, применение данного стандарта не окажет влияния на отчетность Группы.
- Интерпретация КИМФО №11, МСФО (IFRS) 2 – «Группа и выкупленные собственные акции» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 марта 2007 года или после этой даты. Группа начнет применять новую интерпретацию с 1 января 2008 года, однако, как предполагается, применение данной интерпретации не окажет влияния на отчетность Группы.
- Интерпретация КИМФО №12 «Концессионные договоры на обслуживание» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2008 года или после этой даты. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 12 с 1 января 2008 года, однако, как предполагается, применение данной интерпретации не окажет влияния на отчетность Группы.
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 13 - «Программы лояльности клиентов» распространяется на отчетные периоды, начинающиеся с 1 июля 2008 года или после этой даты. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО (IFRIC) 13 с 1 января 2008 года, однако, как предполагается, применение данной интерпретации не окажет влияния на отчетность Группы.
- Интерпретация КИМФО (IFRIC) 14 к МСФО 19 - «Ограничение активов по пенсионным планам с установленными выплатами, минимальные требования к фондированию и их взаимосвязь» распространяется на отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2008 года или после этой даты. Группа начнет применять Интерпретацию КИМФО 14 с 1 января 2008 года. В настоящее время руководство Группы производит оценку влияния данного нового Стандарта на раскрытие информации в финансовой отчётности Группы.
- Поправка к МСФО (IAS) 23 «Расходы по займам». Поправка применяется к расходам по займам включаемых в стоимость квалифицированных активов, датой капитализации которых является 1 января 2009 года и после этой даты. Поправка исключила ранее допустимую возможность отнесения на расходы затрат по займам, относящимся к активам, требующим существенного времени для подготовки данных активов к использованию или продаже. Группа начнет применять новую Поправку с 1 января 2009 года. В настоящее время руководство Группы производит оценку влияния данного нового Стандарта на финансовую отчётность Группы.

Важнейшие принятые оценки и допущения. Группа представляет оценочные значения и допущения, которые в течение следующего финансового года повлияют на отраженные в учете суммы активов и обязательств. Оценочные значения и суждения подвергаются постоянной оценке и основаны на практическом опыте руководства Группы и иных факторах, в том числе ожиданиях будущих событий, которые считаются разумными в сложившихся обстоятельствах. Помимо суждений, предполагающих подготовку оценок, руководство Группы также подготавливает соответствующие суждения в процессе применения принципов учетной политики. Суждения, которые оказывают наибольшее влияние на суммы, признанные в финансовой отчетности, и оценочные значения, которые могут послужить причиной существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в следующем финансовом году, включают:

Резерв под обесценение дебиторской задолженности. Резерв под обесценение дебиторской задолженности сформирован на основе оценки руководством Группы погашения дебиторской задолженности отдельных контрагентов. В том случае, если отмечается снижение кредитоспособности крупного потребителя или масштабы фактической неуплаты превышают оцененные, фактические результаты могут отличаться от оценочных значений.

Резерв под обесценение основных средств. На каждую отчетную дату руководство Группы проводит оценку на предмет выявления признаков того, что балансовая стоимость активов Группы превышает их возмещаемую стоимость. Возмещаемая стоимость основных средств определяется по наибольшей из двух величин: справедливой стоимости актива за вычетом расходов по продаже и его ценности использования. При выявлении признаков обесценения балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. Сумма обесценения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором факт обесценения был установлен. Если обстоятельства в последующем изменятся, и руководство Группы придет к выводу о том, что стоимость актива увеличилась, резерв под обесценение будет полностью или частично восстановлен.

Сроки полезного использования основных средств. Оценка сроков полезной службы основных средств проводится руководством на основании сложившегося опыта оценки однородных активов. При определении сроков полезной службы активов руководство принимает во внимание порядок использования, техническое состояние, физический износ и окружающую среду, в которой данный актив будет использоваться. Изменение одного из выше приведенных условий может повлиять на пересмотр амортизационных норм в будущем.

Методология по выделению данных. Данная консолидированная и комбинированная финансовая отчетность включает в себя показатели доходов и расходов ОАО «Загорской ГАЭС», ОАО «Ставропольской электрогенерирующей компании» и ОАО «Дагестанской региональной генерирующей компании», до их выделения из предшествующих юридических лиц:

Наименование электростанции	Наименование предшественника	Период выделения данных
ОАО «Загорская ГАЭС»	ОАО «Мосэнерго»	за 3 месяца, закончившихся 31 марта 2005 года
ОАО «Ставропольская электрогенерирующая компания»	ОАО «Ставропольэнерго»	за 3 месяца, закончившихся 31 марта 2005 года
ОАО «Дагестанская региональная генерирующая компания»	ОАО «Дагэнерго»	за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2005 года

В процессе преобразования данных отчетностей отдельных электростанций, упомянутых выше, с помощью процедуры выделения, были сделаны следующие допущения:

- суммы выручки от реализации электроэнергии основаны на фактическом объеме отпуска электроэнергии, умноженном на фактические тарифы, утвержденные РСТ для электростанций (ОАО «Загорская ГАЭС», ОАО «Ставропольская электрогенерирующая компания» и «Дагестанская региональная электрогенерирующая компания») после их выделения из состава предшественников в 2005 году;
- суммы операционных расходов рассчитаны на основании фактических данных;
- расходы по амортизации рассчитаны на основании стоимости основных средств по МСФО, используемой предшественником;
- общие и административные расходы не распределялись, а рассчитывались на основе фактических данных;
- текущий налог на прибыль рассчитывался на основе применения эффективной налоговой ставки предшественника;
- отложенный налог на прибыль рассчитывался на основе изменений отложенных налоговых активов / обязательств за период с 1 января 2005 года до даты образования электростанции как отдельного юридического лица;
- стоимость основных средств определена на основе данных учета предшественника по МСФО и представлялась на 1 января 2005 года с использованием счетов поступления и выбытия по каждой электростанции до их выделения;

- кредиторская задолженность, задолженность по налогам, дебиторская задолженность, запасы были основаны на фактических данных;
- данные по каждой из электростанций, выделенных из компаний-предшественников на отдельный баланс, включают долю миноритарных акционеров.

Методология выделения данных по ОАО «Новосибирская ГЭС» описана в разделе «Учет предшественника».

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики

Принципы консолидации. Финансовая отчетность включает в себя финансовую отчетность ОАО «РусГидро» и финансовую отчетность тех обществ, финансово-хозяйственная деятельность которых контролируется ОАО «РусГидро». Наличие контроля признается, в частности, когда ОАО «РусГидро» контролирует, прямо или косвенно через дочерние общества, более 50 процентов голосующих акций.

Финансовая отчетность дочерних предприятий включается в консолидированную финансовую отчетность, начиная с момента перехода к Группе фактического контроля над ними, и прекращают консолидироваться с момента фактического прекращения контроля. Доля меньшинства раскрывается в составе капитала.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности исключаются остатки по операциям внутри Группы и нереализованная прибыль, возникшая в результате данных операций.

Передача дочерних обществ между компаниями, находящимися под общим контролем. Передача дочерних обществ между компаниями, находящимися под общим контролем, учитывается по методу учета предшественника. В соответствии с вышеуказанным методом комбинированная финансовая отчетность Общества представлена так, как если бы Группа существовала на начало наиболее раннего периода, представленного в отчетности. Активы и обязательства дочернего общества, переданного между лицами, находящимися под общим контролем, учитываются по балансовой стоимости передающей стороны. Разница между балансовой стоимостью чистых активов и номинальной стоимостью акционерного капитала и других произведенных взносов в капитал учитывается в промежуточной комбинированной и консолидированной финансовой отчетности как изменение собственного капитала.

Операции в иностранной валюте. Денежные активы и обязательства предприятий Группы, выраженные на отчетную дату в иностранной валюте, пересчитаны в рубли по курсу на эту дату. Операции в иностранной валюте учитываются по курсу на дату совершения операции. Прибыли и убытки, возникшие в результате осуществления расчетов по данным операциям и при пересчете денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, отражаются в отчете о прибылях и убытках.

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, установленный Центральным банком Российской Федерации на 31 декабря 2006 года, составлял 26,33:1,00 (на 31 декабря 2005 года – 28,78:1,00); официальный обменный курс российского рубля к евро на 31 декабря 2006 года составлял 34,70:1,00 (на 31 декабря 2005 года 34,19:1).

Основные средства. Основные средства в течение 2005 года отражались по балансовой стоимости, определенной в соответствии с МСФО, на дату их передачи Обществу предшественником.

Основные средства отражены по амортизированной стоимости за вычетом обесценения. Условная стоимость первоначально была определена независимым оценщиком по состоянию на 31 декабря 1997 года, после чего пересчитана в целях учета влияния инфляции за весь период вплоть до 31 декабря 2002 года. Корректировки были сделаны в отношении поступлений, выбытий и амортизации. На каждую отчетную дату руководство Группы определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, то руководство Группы оценивает возмещаемую сумму, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливая стоимость актива или его ценность использования.

Балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой суммы, а разница отражается как расход (убыток от обесценения) в отчете о прибылях и убытках. Убыток от обесценения основных средств, признанный в прошлые отчетные периоды, восстанавливается, если произошло изменение оценок, использованных для определения возмещаемой суммы актива.

Стоимость модернизации и реконструкции капитализируется с одновременным снятием с учета заменяемых объектов. Расходы на ремонт и техническое обслуживание относятся на затраты по мере их возникновения. Прибыли и убытки, возникающие в результате выбытия основных средств, отражаются в отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Начисление износа по основным средствам производится равномерно в течение расчетного срока полезного использования того или иного актива с момента ввода его в эксплуатацию. Для объектов основных средств, которые были оценены независимыми оценщиками по состоянию на 31 декабря 1997 года, применялась ставка амортизации, основанная на остаточном расчетном сроке полезного использования на дату оценки. Срок полезного использования основных средств ежегодно переоценивается.

Сроки полезного использования, выраженные в годах, по типам основных средств, представлены ниже:

Тип основных средств	Приобретенные до 31 декабря 1997 года	Приобретенные после 31 декабря 1997 года	Пересмотренный срок полезного использования, начиная с 1 января 2006 года
Производство тепловой и электрической энергии	22-28	20-50	3-40
Передача электроэнергии	26-30	25	26
Тепловые сети	15	20	18
Прочие	8	10	8

Проценты по займам, полученные для финансирования строительства основных средств, не капитализируются в составе стоимости строительства объекта основных средств.

Объекты социальной сферы не отражаются в составе основных средств, поскольку считается, что в будущем они не принесут Группе экономических выгод. Расходы по содержанию объектов социальной сферы относятся на затраты по мере их возникновения.

Финансовые вложения. Финансовые вложения классифицируются как «имеющиеся для продажи» (available for sale) в том случае, если есть намерение владеть ими в течение неопределенного времени. Такие финансовые вложения отражаются в составе прочих внеоборотных активов. Если руководство Группы намерено владеть финансовыми вложениями в течение периода менее 12 месяцев после отчетной даты, или финансовые вложения имеют срок погашения менее 12 месяцев, или возникает необходимость продать финансовые вложения для увеличения оборотного капитала, то такие финансовые вложения отражаются в составе прочих оборотных активов и классифицируется как торгуемые вложения (trading investments). Финансовые вложения в долевые ценные бумаги, которые не котируются на фондовых биржах, и справедливая стоимость которых не может быть разумно определена другими способами, отражаются по стоимости за вычетом убытка от обесценения. Убыток от обесценения признается в составе прибыли или убытка в момент возникновения в результате одного или нескольких событий, происшедших после первоначального признания вложений, «имеющихся для продажи» (available for sale).

Группа не имеет инвестиций «удерживаемых до погашения» (held-to-maturity) или «предназначенных для продажи» (trading investments).

Денежные средства и их эквиваленты. К денежным средствам относятся наличные денежные средства и средства на банковских счетах. К эквивалентам денежных средств относятся краткосрочные высоколиквидные финансовые вложения, которые могут быть легко конвертированы в денежные средства, сроки выплат по которым наступают не более чем через три месяца с даты приобретения и стоимость которых подвержена незначительным колебаниям.

Дебиторская задолженность и авансы выданные. Дебиторская задолженность отражается с учетом НДС. Дебиторская задолженность по расчетам с покупателями и заказчиками корректируется с учетом резерва, сформированного под ее обесценение. Такой резерв по сомнительной дебиторской задолженности создается, когда существует объективное подтверждение невозможности получения Группой всех сумм задолженности в соответствии с первоначальными условиями ее погашения. Величина резерва представляет собой разницу между балансовой стоимостью и возмещаемой суммой, которая является текущей стоимостью ожидаемых денежных потоков, дисконтированных по рыночной ставке процента для аналогичных заемщиков на дату возникновения соответствующей задолженности.

Наличие разниц в тарифах, установленных Федеральной службой по тарифам, при продаже и покупке электроэнергии через ФОРЭМ приводило к возникновению нераспределенных остатков (тарифного небаланса). Эти остатки и соответствующая выручка были сторнированы, поскольку погашение сторонами тарифного небаланса не предполагается.

Соответствующие отложенные обязательства по уплате НДС в бюджет, признанные в отношении вышеупомянутого тарифного небаланса, отражены в отчетности до момента списания небалансов для целей налогообложения.

Как часть государственной реформы электроэнергетики, введение с 1 сентября 2006 года новых правил работы оптового рынка (Примечание 1) исключает возможность образования тарифного небаланса, система взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности в секторе регулируемой торговли преобразуется в систему регулируемых двусторонних договоров между продавцами и покупателями электроэнергии с установленными в них тарифами.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы отражаются по наименьшей из двух величин: текущей стоимости или возможной цены реализации. Текущая стоимость товарно-материальных запасов рассчитывается по методу средневзвешенной стоимости. Возможная цена реализации – это предполагаемая цена реализации в ходе обычной хозяйственной деятельности Группы, уменьшенная на сумму расходов от продажи.

Налог на прибыль. Расходы по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги. Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить в отношении налогооблагаемой прибыли за период. Налогооблагаемая прибыль отличается от чистой прибыли, отраженной в отчете о прибылях и убытках, поскольку не включает статьи, образующие прибыль или убыток и соответственно подлежащие налогообложению либо вычету в другие годы и, далее, статьи, никогда не подлежащие налогообложению либо вычету. Обязательства Группы по текущему налогу на прибыль рассчитываются с учетом ставок налогообложения, действующих на отчетную дату.

Отложенный налог на прибыль. Отложенный налог на прибыль отражается по балансовому методу учета обязательств и начисляется в отношении убытков, уменьшающих налогооблагаемую прибыль будущих периодов, и временных разниц, возникающих между налоговой оценкой активов и обязательств и их балансовой стоимостью. В соответствии с принципом непризнания отложенных налогов при первоначальном отражении операций отложенные налоги не признаются в отношении временных разниц, возникающих при первоначальном отражении актива или обязательства по операциям, отличным от операций по объединению компаний, если факт первоначального отражения данной операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль. Остатки по отложенному налогу на прибыль рассчитываются по налоговым ставкам, принятым или действующим на отчетную дату, которые, как ожидается, будут применяться в период восстановления временных разниц или погашения налоговых убытков. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль отражаются в сальдированной сумме только в рамках отдельных предприятий Группы.

Активы по отложенному налогу на прибыль в отношении временных разниц и убытков, уменьшающих налогооблагаемую прибыль будущих периодов, отражаются только в той мере, в какой существует вероятность, что в будущем будет получена налогооблагаемая прибыль, достаточная для их погашения.

Движения по отложенным налогам признаются в отчете о прибылях и убытках, за исключением налога относящегося к операциям, отражающимся в составе капитала. В данном случае отложенный налог отражается в составе капитала.

Отложенный налог на прибыль не начисляется на нераспределенную прибыль дочерних обществ Группы, так как временные разницы, по всей вероятности, не будут восстановлены в обозримом будущем. В мае 2007 года Советом директоров Общества одобрен ускоренный план перевода компаний на «единую акцию» путём присоединения (Примечание 27). После присоединения все основные дочерние общества будут являться не отдельными юридическими лицами, а филиалами Общества.

Кредиторская задолженность и начисления. Кредиторская задолженность отражается с учетом налога на добавленную стоимость. Если при реструктуризации кредиторской задолженности ее справедливая стоимость отличается более чем на десять процентов от первоначальной стоимости, то справедливая стоимость реструктурированной задолженности определяется как текущая стоимость будущих денежных потоков, дисконтированных по процентной ставке, доступной Группе на дату реструктуризации. Сумма дисконтирования отражается в отчете о прибылях и убытках (финансовые расходы) как прибыль от реструктуризации, а долгосрочная часть дисконтированной кредиторской задолженности переклассифицируется по статьям прочих долгосрочных обязательств. Дисконтированная сумма амортизируется в течение всего периода реструктуризации и отражается как расходы на выплату процентов.

Заемные средства. Заемные средства первоначально признаются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость определяется с учетом рыночных процентных ставок по аналогичным инструментам в случае их существенного отличия от процентных ставок по полученному займу. В последующих периодах заемные средства отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента; вся разница между справедливой стоимостью поступлений (за вычетом операционных издержек) и суммой к погашению отражается в Отчете о прибылях и убытках как расходы на выплату процентов в течение всего периода существования обязательств по погашению заемных средств.

Затраты по займам. Группа согласно стандарту МСФО (IAS) №23 «Затраты по займам» признает расходы по заемным средствам в составе расходов в том периоде, в котором они понесены.

Пенсии и выходные пособия. В процессе текущей деятельности Группа уплачивает все необходимые взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих работников. Обязательные взносы в пенсионный фонд относятся на затраты по мере их возникновения и отражаются в отчете о прибылях и убытках по статье «Зарплата, выплаты работникам и налоги, связанные с зарплатой».

План с установленными выплатами – это пенсионный план, определяющий сумму пенсионных выплат, которую получит сотрудник при уходе на пенсию и которая обычно зависит от одного или более факторов, как например возраст, стаж и уровень заработной платы. Обязательство, отраженное в бухгалтерском балансе в отношении пенсионных планов с установленными выплатами, применяемыми Группой, представляет собой дисконтированную стоимость обязательства осуществлять установленные выплаты на отчетную дату за вычетом справедливой стоимости активов плана вместе с корректировками на неотраженные актуарные прибыль или убытки. Обязательства по плану с установленными выплатами рассчитываются с помощью метода прогнозируемой учетной единицы. Текущая стоимость обязательства по планам с установленными выплатами определяется по текущей стоимости ожидаемых оттоков денежных средств с применением процентных ставок по государственным ценным бумагам, деноминированным в той же валюте, в которой будут осуществляться выплаты по плану и сроки, погашения которых приблизительно равны срокам соответствующих пенсионных обязательств.

Группа признает в качестве расхода стоимость прошлых услуг работника равномерно в течение всего периода времени вплоть до начала выплаты пенсий. В тех случаях, когда выплата пенсий начинается сразу же по введении в действие пенсионного плана с установленными выплатами (или по внесении в него изменений), стоимость прошлых услуг работника признается Группой незамедлительно. Стоимость прошлых услуг возникает, когда Группа вводит в действие пенсионный план с установленными выплатами либо изменяет размер пенсий, выплачиваемых согласно действующему пенсионному плану с установленными выплатами. Эти изменения вводятся в порядке компенсации за работу сотрудника в компании за период до начала выплаты пенсий. Таким образом, стоимость прошлых услуг признается за весь данный период времени, независимо от того факта, что стоимость относится к работе сотрудника в компании за предыдущие периоды. Стоимость прошлых услуг работника определяется как изменение в объеме обязательства, возникающее в результате внесения поправок.

Актуарные прибыли и убытки, возникающие в результате корректировок актуарных предпосылок, превышающие 10% стоимости активов плана пенсионного обеспечения или 10% признанных обязательств по пенсионному плану, отражаются в отчете о прибылях и убытках в течение периода ожидаемой средней продолжительности трудовой деятельности работников.

Налог на добавленную стоимость по закупкам и реализации. Налог на добавленную стоимость, возникающий при реализации продукции, подлежит перечислению в государственный бюджет при наступлении наиболее ранней из дат (а) момент поступления оплаты от покупателей или (б) переход права собственности на товары к покупателю. Входной НДС подлежит возмещению путем зачета против суммы выходного НДС по мере оплаты полученных товаров.

Налоговые органы разрешают производить уплату разницы между входным и выходным НДС. НДС, относящийся к операциям купли-продажи, отражается в бухгалтерском балансе в развернутом виде и раскрывается отдельно как актив и обязательство. При создании резерва под обесценение дебиторской задолженности резервируется вся сумма сомнительной задолженности, включая НДС. Соответствующее отложенное обязательство по НДС отражается в финансовой отчетности до момента списания дебиторской задолженности для целей налогообложения.

Финансовая аренда (лизинг). Если Группа является лизингополучателем активов по договору лизинга, по условиям которого к ней переходят все риски и выгоды, связанные с использованием этих активов, то арендуемые активы отражаются в составе основных средств на дату начала арендных отношений по наименьшей из двух величин – справедливой стоимости арендуемых активов или текущей стоимости минимальных арендных платежей. Сумма каждого лизингового платежа распределяется между обязательством и финансовыми выплатами с тем, чтобы обеспечить постоянное соотношение по задолженности по лизингу. Соответствующие арендные обязательства (за вычетом финансовых выплат будущих периодов) включаются в состав задолженности. Расходы по процентам учитываются в Отчете о прибылях и убытках в течение всего срока аренды по методу эффективной ставки процента. Активы, приобретенные на условиях финансовой аренды, амортизируются в течение всего срока их полезного использования или более короткого срока действия договора аренды, если Группа не имеет достаточной уверенности в том, что получит право собственности на данные активы по окончании срока действия договора аренды.

Операционная аренда. В случае, когда Группа является арендатором по договору операционной аренды, по которому арендодатель получает все выгоды и несет все риски от использования данного имущества, суммарные арендные платежи, включая те, по которым ожидается прекращение срока службы оборудования, отражаются в отчете о прибылях и убытках пропорционально сроку аренды.

Когда активы Группы сдаются по договору операционной аренды, получаемые арендные платежи признаются доходом от сдачи имущества в аренду равномерно на протяжении всего срока аренды.

Обязательства по охране окружающей среды. Обязательства по возмещению ущерба, причиненного окружающей среде, отражаются в учете при наличии таких обязательств, возможности их обоснованной оценки, а также вероятности возникновения связанных с ними расходов.

Признание доходов. Доходы отражаются по факту поставки электрической и тепловой энергии, а также по факту реализации не относящихся к энергетике товаров и услуг в течение периода. Выручка отражается без налога на добавленную стоимость.

Сегментная отчетность. В основном Группа действует в одном географическом регионе и в одной отрасли – выработка электрической и тепловой энергии на территории Российской Федерации. Выработка электрической и тепловой энергии представляет собой взаимозависимые виды деятельности, которые подвержены аналогичным факторам риска и генерируют аналогичные прибыли, что позволяет отразить их в отчетности в качестве единого сегмента.

Прибыль на акцию. Прибыль на акцию определяется путем деления прибыли, причитающейся держателям обыкновенных акций материнской компании Группы, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение отчетного периода.

Доля меньшинства. Доля меньшинства представляет собой пропорциональную долю миноритарных акционеров в капитале дочерних обществ Группы и результатах их деятельности. Она рассчитывается на основании доли владения миноритарных акционеров в этих дочерних обществах. При приобретении миноритарных долей, разница между балансовой стоимостью миноритарной доли и суммы, выплачиваемой для ее приобретения, относится на убытки, учитываемые напрямую в собственном капитале.

Дивиденды. Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены (одобрены акционерами) до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они объявлены после отчетной даты, но до даты, когда отчетность утверждена к выпуску.

Отчисления в социальные фонды. В той мере, в какой затраты Общества, связанные с финансированием социальных программ, направлены на улучшение инфраструктуры города в целом без принятия обязательств относительно такого финансирования в будущем и не ограничиваются выплатами своим работникам, они отражаются в отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Примечание 5. Основные средства

Первоначальная стоимость	Производство тепловой и электро-энергии	Передача электро-энергии	Тепловые сети	Прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Начальное сальдо на 31 декабря 2005 года	**99,834,362**	**7,152,915**	**532,299**	**6,052,200**	**47,584,376**	**161,156,152**
Поступления	993,401	6,432	-	311,772	14,826,363	16,137,968
Передача	1,875,841	372,986	-	1,169,019	(3,417,846)	-
Выбытие	(234,753)	(85,346)	-	(65,335)	(5,235,825)	(5,621,259)
Конечное сальдо на 31 декабря 2006 года	**102,468,851**	**7,446,987**	**532,299**	**7,467,656**	**53,757,068**	**171,672,861**
Накопленный износ (включая обесценение)						
Начальное сальдо на 31 декабря 2005 года	**(65,428,362)**	**(4,135,265)**	**(456,074)**	**(3,624,530)**	**(20,519,000)**	**(94,163,231)**
Начислено за период	(2,348,376)	(308,602)	(54,714)	(381,853)	-	(3,093,545)
Восстановление убытка от экономического обесценения	26,966,289	1,036,960	1,400	311,224	-	28,315,873
Выбытие	169,071	59,532	-	59,655	1,903,896	2,192,154
Конечное сальдо на 31 декабря 2006 года	**(40,641,378)**	**(3,347,375)**	**(509,388)**	**(3,635,504)**	**(18,615,104)**	**(66,748,749)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 года	**34,406,000**	**3,017,650**	**76,225**	**2,427,670**	**27,065,376**	**66,992,921**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 года	**61,827,473**	**4,099,612**	**22,911**	**3,832,152**	**35,141,964**	**104,924,112**

Первоначальная стоимость	Производство тепловой и электроэнер-гии	Передача электро-энергии	Тепловые сети	Прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Начальное сальдо на 31 декабря 2004 года	**97,303,042**	**6,836,904**	**531,967**	**5,863,477**	**43,945,590**	**154,480,980**
Поступления	1,288,280	102,433	-	160,561	6,274,083	7,825,357
Передача	1,409,810	284,158	7,715	668,967	(2,370,650)	-
Выбытие	(166,770)	(70,580)	(7,383)	(640,805)	(264,647)	(1,150,185)
Конечное сальдо на 31 декабря 2005 года	**99,834,362**	**7,152,915**	**532,299**	**6,052,200**	**47,584,376**	**161,156,152**
Накопленный износ (включая эффект экономического обесценения)						
Начальное сальдо на 31 декабря 2004 года	**(63,230,130)**	**(3,914,557)**	**(409,692)**	**(3,418,645)**	**(20,519,000)**	**(91,492,024)**
Начислено за период	(2,264,223)	(287,825)	(53,765)	(613,606)	-	(3,219,419)
Выбытие	65,991	67,117	7,383	407,721	-	548,212
Конечное сальдо на 31 декабря 2005 года	**(65,428,362)**	**(4,135,265)**	**(456,074)**	**(3,624,530)**	**(20,519,000)**	**(94,163,231)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2004 года	**34,072,912**	**2,922,347**	**122,275**	**2,444,832**	**23,426,590**	**62,988,956**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 года	**34,406,000**	**3,017,650**	**76,225**	**2,427,670**	**27,065,376**	**66,992,921**

Объекты незавершенного строительства представляют собой балансовую стоимость основных средств, еще не введенных в эксплуатацию, включая строящиеся электростанции.

Начисление амортизации начинается с момента ввода основных средств в эксплуатацию.

К прочим основным средствам относятся транспортные средства, компьютерное оборудование, офисная мебель и прочее оборудование.

Активы, переданные Группе в результате приватизации, не включают земельные участки, на которых расположены здания и производственные мощности Группы. Отношения, касающиеся пользования земельными участками и их отчуждаемости, регулируются Земельным кодексом Российской Федерации. Согласно Земельному кодексу, участки, на которых расположены гидротехнические сооружения, обладают ограниченной отчуждаемостью и не могут передаваться в частную собственность, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами.

Резерв под экономическое обесценение основных средств. Резерв под экономическое обесценение основных средств, включенный в состав сальдо по накопленной амортизации, по состоянию на 31 декабря 2006 года составлял 19 774 025 тыс. руб. (на 31 декабря 2005 года – 49 620 345 тыс. руб.).

Руководство пришло к выводу, что на отчетную дату имелись признаки восстановления ранее признанных убытков от обесценения в связи со значительными и благоприятными для Группы изменениями, которые произошли или, по предположениям, могут произойти в рыночной и экономической среде, где действует Группа. К указанным изменениям относятся следующие:

1. На основании последних тенденций пересмотрены в сторону повышения ожидания в отношении спроса на электрическую и тепловую энергию в регионах, где осуществляют свою деятельность предприятия Группы;

2. Имеет место более высокая степень определенности относительно сектора свободной торговли электроэнергией, законодательно подтвержденная правительством Российской Федерации в августе 2006 года (Примечание 1).

Эти события привели к изменению в допущениях, применяемых для определения ценности использования активов, которые включают в себя единицы, генерирующие денежные потоки. Анализ обесценения был выполнен путем сопоставления возмещаемой стоимости отдельной единицы, генерирующей денежные потоки, и ее остаточной стоимости. Для целей указанного анализа каждая из входящих в состав Группы гидроэлектростанций рассматривалась как соответствующая единица, генерирующая денежные потоки. Возмещаемая стоимость, как правило, основывалась на стоимости использования, рассчитанной на основании оценочных значений будущих потоков денежных средств с использованием различных допущений, включая следующие:

1. Тарифы на электрическую энергию в регулируемом секторе будут повышены на 19,0%, 20,0% и 22,3% для каждого года, оканчивающегося 31 декабря 2008, 2009 и 2010 года, соответственно;

2. Рост прочих операционных затрат будет учитываться Региональной службой по тарифам в ходе определения регулируемых тарифов на электрическую энергию по принципу «затраты-плюс»;

3. Темпы инфляции не превысят 7,7% в год;

4. Процент роста основных переменных затрат не превысит уровня инфляции;

5. Ставка дисконтирования до налогообложения, используемая для определения возмещаемой стоимости основных средств, составляет 18,4%.

Тарифы на электрическую энергию (в регулируемом секторе), утвержденные соответствующими регулирующими органами на год, оканчивающийся 31 декабря 2007 года, увеличены на 16,5% по сравнению с годом, окончившимся 31 декабря 2006 года.

Оценки, сделанные руководством, свидетельствуют о том, что возмещаемая стоимость основных средств будет не ниже, чем их остаточная стоимость, включая эффект восстановления убытка от обесценения. В связи с этим Группа восстановила ранее начисленный убыток от обесценения в размере 28 315 873 тыс. руб. Реверсированный убыток от обесценения и соответствующий отложенный расход по налогу в размере 6 795 809 тыс. руб. признаны в Отчете о прибылях и убытках за год, окончившийся 31 декабря 2006 года.

Финансовый лизинг. Группа арендует основные средства на основании договоров финансовой аренды (лизинга). Срок амортизации арендованных активов соответствует сроку аренды. По состоянию на 31 декабря 2006 года в состав объектов по выработке электрической и тепловой энергии включены активы, которыми Группа владеет на основании договоров финансовой аренды, балансовой стоимостью 1 036 564 тыс. руб. (на 31 декабря 2005 года – 473 826 тыс. руб.).

Операционная аренда. Группа арендует земельные участки, принадлежащие местным органам власти, на условиях неаннулируемой операционной аренды. Арендная плата определяется на основании договоров аренды. Будущие совокупные минимальные арендные платежи по договорам неаннулируемой операционной аренды составляют:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Менее одного года	278 668	105 040
От одного года до пяти лет	2 490 834	199 223
Свыше пяти лет	200 017	1 040 545
Итого	**2 969 519**	**1 344 808**

Земельные участки, арендуемые Обществом – территории, на которых находятся электростанции, тепловые станции и другие основные средства. Как правило, первоначальный срок договоров аренды составляет 5-49 лет с правом продления договора после истечения срока его действия. Арендная плата подлежит пересмотру на регулярной основе с тем, чтобы отражать рыночные нормы арендных платежей.

Группа сдает в аренду основные средства, относящиеся к выработке электрической и тепловой энергии, третьим сторонам на условиях операционной аренды. По состоянию на 31 декабря 2006 года балансовая стоимость активов, переданных в операционную аренду (объекты по выработке электрической и тепловой энергии), составляет 3 163 001 тыс. руб. (на 31 декабря 2005 года – 3 404 000 тыс. руб.).

Примечание 6. Прочие внеоборотные активы

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Инвестиции «имеющиеся для продажи» (available for sale) (учтенные по стоимости их приобретения)	1 982 590	1 976 007
Возмещаемый НДС	627 882	1 529 246
Дебиторская задолженность по долгосрочным займам (эффективная процентная ставка: MOSPRIME + 5,2%, срок погашения 2020г.)	1 900 000	-
Прочие внеоборотные активы (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в сумме 62 731 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года и 62 731 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года, эффективная процентная ставка: 15,5%, срок погашения - 2008 – 2013 гг.)	578 017	328 395
Итого	**5 088 489**	**3 833 648**

Инвестиции «имеющиеся для продажи» (available for sale) (учитываемые по стоимости их приобретения). В состав «имеющихся для продажи» инвестиций, учитываемых по стоимости их приобретения, входит 15,9% в ОАО «Бурейская ГЭС» в сумме 1 958 000 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года (1 958 000 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года).

Дебиторская задолженность по долгосрочным займам. В 2006 году Компания предоставила заемные средства на сумму 1 900 000 тыс. руб. ОАО «Бурейская ГЭС», дочерней компании ОАО РАО «ЕЭС России».

Примечание 7. Денежные средства и их эквиваленты

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Денежные средства на банковских счетах и в кассе	1 793 752	811 074
Эквиваленты денежных средств (договорная процентная ставка: 2,5 – 8,75 %)	3 778 070	409 002
Итого	**5 571 822**	**1 220 076**

Эквиваленты денежных средств по состоянию на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года, состоят из краткосрочных рублевых банковских вкладов сроком не более 3 месяцев.

Сумма остатков денежных средств на валютных счетах, выраженная в долларах США, составила 726 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года (527 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года). Сумма остатков денежных средств, выраженная в евро, составила 1 805 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года (4 211 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года).

Примечание 8. Дебиторская задолженность и авансы выданные

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в сумме 142 083 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года и 126 825 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года)	753 173	857 041
Векселя		
Эффективная процентная ставка 12,0 % годовых (Примечание 25)	13 787 925	3 526
Авансы, выданные поставщикам, и предоплаты (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в сумме 2 207 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года и 2 207 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года)	733 118	675 819
Дебиторская задолженность по налогу на прибыль	377 241	53 955
НДС к возмещению	2 503 653	879 601
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в сумме 26 029 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года и 26 029 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года)	1 014 332	761 492
Итого	**19 169 442**	**3 231 434**

По состоянию на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года сальдо по статье «Прочая дебиторская задолженность» включает авансовые платежи по налогам в сумме 1 194 341 тыс. руб. и 96 118 тыс. руб., соответственно. Данные авансовые платежи будут зачтены в счет будущих налоговых обязательств.

Сумма резерва под обесценение дебиторской задолженности установлена руководством Группы на основе определения платежеспособности конкретных потребителей, тенденций, перспектив получения оплаты и погашения задолженности в будущем, а также анализа ожидаемых будущих денежных потоков.

Руководство Группы считает, что предприятия Группы смогут осуществить погашение дебиторской задолженности путем прямого получения денежных средств и проведения неденежных расчетов, вследствие чего, указанная сумма существенно не отличается от их справедливой стоимости.

Примечание 9. Товарно-материальные запасы

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Сырьё и материалы	563 183	332 206
Прочие товарно-материальные запасы	140 528	221 981
Итого	**703 711**	**554 187**

Вышеуказанные сальдо по товарно-материальным запасам показаны за вычетом резерва на их устаревание в сумме 62 963 тыс. руб. и 48 875 тыс. руб. на 31 декабря 2006 года и на 31 декабря 2005 года соответственно.

Стоимость товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2006 года и на 31 декабря 2005 года не включает запасы, которые находились в залоге согласно кредитным соглашениям.

Примечание 10. Прочие оборотные активы

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Векселя: доход при погашении – от 9,8% до 13,2% годовых (Примечание 25)	725 094	-
Прочие краткосрочные инвестиции	471 056	157 154
Итого	**1 196 150**	**157 154**

Примечание 11. Капитал

Основа представления движения капитала. Группа была сформирована путем присоединения ряда компаний, находившихся под общим контролем. В результате последовательного применения учетной базы предшественника (Примечание 3) основной компонент чистого капитала Группы скорее является первоначальной стоимостью активов, внесенных в ходе формирования Группы, отраженной в финансовой отчетности по МСФО компаний-предшественников, а не их справедливой стоимостью. Аналогичным образом, для обеспечения сопоставимости акционерный капитал Группы был пересчитан за сравнительные периоды и по состоянию на 1 января 2005 года, как если бы Группа существовала в ее окончательной структуре с 1 января 2005 года (Примечание 3). Так как Группа фактически была сформирована в результате нескольких эмиссий акций после 1 января 2005 года, в отчете о движении капитала отражено увеличение уставного капитала на указанные даты в суммах, равных номинальной стоимости выпущенных акций, которая, в свою очередь, базируется на справедливой стоимости внесенных чистых активов. В связи с применением учета данных предшественника, эффект от такого увеличения капитала был сбалансирован соответствующим изменением резерва, связанного с присоединением, и признанием доли меньшинства.

(Количество акций, если не указано иное)	Обыкновенные акции на 31 декабря 2006 года	Обыкновенные акции на 31 декабря 2005 года
Выпущенные акции	140 954 759 856	103 951 322 702
Номинальная стоимость (в рублях)	1,00	1,00

По состоянию на 26 декабря 2004 года, т.е. на дату создания Общества, количество выпущенных обыкновенных акций составляло 103 951 322 702 штук, номинальной стоимостью 1,00 рубль за акцию.

Взнос в акционерный капитал Общества в 2005 году осуществлялся следующим образом:

- получено 103 849 528 тыс. российских рублей в виде взноса принадлежащего ОАО РАО «ЕЭС России» контрольного пакета акций ОАО «Волжская ГЭС», ОАО «Жигулевская ГЭС», ОАО «Воткинская ГЭС», ОАО «Саяно-Шушенская ГЭС имени Непорожнего», ОАО «Зейская ГЭС», ОАО «Богучанская ГЭС», ОАО «Бурейская ГЭС», ОАО «Зарамагские ГЭС», ОАО «Зеленчукские ГЭС», ОАО «Каббалк ГЭС», ОАО «Сулакэнерго», ОАО «Нижегородская ГЭС», ОАО «Саратовская ГЭС», ОАО «Камская ГЭС», ОАО «Каскад Верхневолжских ГЭС», ОАО «Управляющая компания Волжский Гидроэнергетический Каскад» (УК ВоГЭК);
- взносы денежными средствами составили 101 795 тыс. руб.

В августе 2006 года в ходе дальнейшей реструктуризации сектора были дополнительно выпущены обыкновенные акции ОАО «РусГидро» в количестве 37 003 437 154 шт., номинальной стоимостью 1,00 руб. каждая. В обмен на дополнительно выпущенные акции Общество получило от ОАО РАО «ЕЭС России» следующие взносы:

- получено 14 346 885 тыс. руб. в виде взноса принадлежащего ОАО РАО «ЕЭС России» контрольного пакета акций ОАО «Чебоксарская ГЭС», ОАО «Дагестанская региональная электрогенерирующая компания», ОАО «Загорская ГАЭС», ОАО «Ставропольская электрическая генерирующая компания», ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» и ОАО «НИИЭС»;
- 91 058 тыс. российских рублей получено в виде взноса ОАО РАО «ЕЭС России» 12,4% акций ОАО «Зарамагские ГЭС» и 1,6% акций ОАО «Зеленчукские ГЭС»;
- 2 711 573 тыс. российских рублей получено в виде взносов активов ОАО «Новосибирская ГЭС» (производственных фондов);
- взносы денежными средствами составили 20 000 000 тыс. руб.;
- 245 001 тыс. российских рублей получено в виде взносов различных прочих активов.

Оплата неоплаченной части акционерного капитала. В 2005 году неоплаченная часть акционерного капитала в сумме 2 059 795 тыс. руб. была оплачена путем внесения 15,9% ОАО «Бурейская ГЭС» (Примечание 6), а остальная часть в сумме 101 795 тыс. руб. была оплачена денежными средствами.

Влияние изменения доли меньшинства. В 2006 году ОАО «Зеленчукские ГЭС» осуществило дополнительный выпуск обыкновенных акций в количестве 89 242 749 штук номинальной стоимостью 10,00 руб. каждая. Все акции были полностью оплачены ОАО РАО «ЕЭС России». Сумма денежных взносов составила 892 427 тыс. руб., и эффект от частичного выбытия активов ОАО «Зеленчукские ГЭС» был отражен в составе статьи «Капитал» на дату дополнительного выпуска акций.

В 2005 году доля Группы в ОАО «Сулакэнерго» снизилась с 61,2% до 53,6%, а доля в ОАО «Зарамагские ГЭС» - с 88,4% до 77,5 % в связи с дополнительным выпуском акций данными дочерними предприятиями Группы. Все дополнительно выпущенные акции были полностью оплачены ОАО РАО «ЕЭС России» в сумме 1 092 342 тыс. руб.

Влияние данных отчетности предприятий, выделенных правопредшественниками на отдельный баланс. В 2006 и 2005 годах Группой было отражено влияние данных отчетности за установленный период предприятий: ОАО «Загорская ГАЭС», ОАО «Ставропольская электрогенерирующая компания» и ОАО «Дагестанская региональная генерирующая компания», а также ОАО «Новосибирская ГЭС» и соответствующего договора аренды, т.е. предприятий, выделенных на отдельный баланс из структуры предприятий-правопредшественников (Примечание 3).

В состав резерва, связанного с присоединением в 2006 и 2005 годах в суммах 173 227 тыс. руб. и 199 225 тыс. руб. соответственно включены обособленные (выделенные) данные за соответствующий период (с 1 января 2005 года по 1 апреля 2005 года или по 1 июля 2005 года) о доходах и расходах электро- и теплогенерирующих подразделений, выделенных на отдельный баланс предприятиями-правопредшественниками ОАО «Мосэнерго», ОАО «Ставропольэнерго» и ОАО «Дагэнерго», имевших также другие виды хозяйственной деятельности, а также обособленные (выделенные) данные (за период с 1 января 2005 года по 1 ноября 2006 года) о доходах и расходах, полученных от сдачи в аренду имущества ОАО «Новосибирская ГЭС», выделенного на отдельный баланс предприятием-правопредшественником ОАО РАО «ЕЭС России».

Приобретение дочерних обществ. В 2006 году Группа приобрела 56,00% ОАО «Североосетинская генерирующая компания» у ОАО «Севкавказэнерго», дочернего общества ОАО РАО «ЕЭС России», за денежные средства в сумме 110 327 тыс. руб. По состоянию на 31 декабря 2006 года данная сумма еще не была выплачена.

Приобретение ОАО «Североосетинская генерирующая компания» отражено в отчетности с использованием метода учета предшественника, применимого с 1 января 2005 года. Активы и обязательства дочернего общества, переданные между организациями, находящимися под общим контролем, признаны по балансовой стоимости предприятия-предшественника. Разница между балансовой стоимостью чистых активов и стоимостью покупки учитывается в данной консолидированной финансовой отчетности как корректировка резерва, связанного с присоединением, в Отчете об изменениях капитала.

Дивиденды. Распределение и прочее использование прибыли производится на основании данных бухгалтерской отчетности ОАО «РусГидро», подготовленной в соответствии с российскими правилами бухгалтерского учета. В соответствии с российским законодательством распределению подлежит чистая прибыль. Однако законодательство и другие нормативные акты могут иметь различные толкования, в связи с чем руководство Группы не считает в настоящее время целесообразным раскрывать какие-либо суммы распределяемых резервов в настоящей финансовой отчетности.

Указанные ниже суммы объявленных Группой дивидендов были отражены в отчетности как обязательства Группы. Соответственно сумма капитала Группы за отчетные периоды была уменьшена на величину объявленных дивидендов.

	На 31 декабря 2006 года	Дивиденды объявленные	Дивиденды, выплаченные акционерам	На 31 декабря 2005 года
ОАО «РусГидро»	809 000	1 712 200	(931 089)	27 889
Дочерние общества Группы	246 990	427 464	(317 664)	137 190
Итого	**1 055 990**	**2 139 664**	**(1 248 753)**	**165 079**

Примечание 12. Налог на прибыль

Расходы по налогу на прибыль

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Текущий налог на прибыль	1 641 301	1 388 406
Расходы по отложенному налогу на прибыль	6 357 222	191 739
Итого	**7 998 523**	**1 580 145**

В 2006 и 2005 годах налогооблагаемая прибыль Группы облагалась налогом на прибыль по ставке 24 процента.

В соответствии с российским налоговым законодательством освобождение от налогообложения прибыли одних обществ Группы нельзя получить за счет убытков, понесенных другими обществами. Соответственно, налоги могут начисляться даже при наличии чистых консолидированных налоговых убытков.

Ниже приведена сверка теоретической суммы налога на прибыль и фактической суммы налога на прибыль:

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Прибыль до налогообложения	29 267 167	3 773 861
Теоретическая сумма налога на прибыль при средней ставке российского налогообложения 24%	(7 024 120)	(905 727)
Налоговый эффект статей, которые не учитываются для целей налогообложения	(974 403)	(674 418)
Итого	**(7 998 523)**	**(1 580 145)**

Отложенный налог на прибыль. Различие в подходах к налоговому регулированию с точки зрения МСФО и РСБУ приводит к возникновению временных разниц между учетной стоимостью определенных активов и обязательств для целей финансовой отчетности, с одной стороны, и для целей налогообложения по налогу на прибыль, с другой. Отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль рассчитываются по ставке 24 процента, которая предположительно будет применима, когда активы или обязательства будут реализованы.

	На 31 декабря 2006 года	Движение в течение периода, отраженное в Отчете о прибылях и убытках	На 31 декабря 2005 года
Отложенные обязательства по налогу на прибыль	**10 418 412**	**6 093 600**	**4 324 812**
Основные средства	10 103 040	6 266 357	3 836 683
Прочее	315 372	(172 757)	488 129
Отложенные активы по налогу на прибыль	**(3 493 543)**	**263 622**	**(3 757 165)**
Основные средства	(2 450 002)	633 522	(3 083 524)
Дебиторская задолженность	(697 085)	(231 400)	(465 685)
Прочее	(346 456)	(138 500)	(207 956)
Отложенные обязательства по налогу на прибыль, нетто	**6 924 869**	**6 357 222**	**567 647**

В составе движения в части основных средств включен отложенный расход по налогу на прибыль в размере 6 795 809 тыс. руб., относящийся к восстановлению ранее признанного убытка от обесценения до налогообложения в сумме 28 315 873 тыс. руб. (Примечание 5).

	На 31 декабря 2005 года	Движение в течение периода, отраженное в Отчете о прибылях и убытках	На 31 декабря 2004 года
Отложенные обязательства по налогу на прибыль	**4 324 812**	**21 017**	**4 303 795**
Основные средства	3 836 683	(165 968)	4 002 651
Прочее	488 129	186 985	301,144
	-		
Отложенные активы по налогу на прибыль	**(3 757 165)**	**170 722**	**(3 927 887)**
Основные средства	(3 083 524)	397 389	(3 480 913)
Дебиторская задолженность	(465 685)	(223 177)	(242 508)
Прочее	(207 956)	(3 490)	(204 466)
Отложенные обязательства по налогу на прибыль, нетто	**567 647**	**191 739**	**375 908**

Финансовые вложения в дочерние общества. В отчетности Группы не отражены обязательства по отложенному налогу на прибыль в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с финансовыми вложениями в дочерние общества, поскольку существует вероятность того, что данные временные разницы не будут восстановлены в обозримом будущем. В мае 2007 года Советом директоров Общества одобрен ускоренный план перевода компаний на «единую акцию» путём присоединения (Примечание 27). После присоединения все основные дочерние общества будут являться не отдельными юридическими лицами, а филиалами Общества. По состоянию на 31 декабря 2006 года предполагаемая сумма обязательств по отложенным налогам в отношении временных разниц, которые не отражены в отчетности, составила 15 150 212 тыс. руб. (15 962 814 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года).

Примечание 13. Пенсионное обеспечение

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года.

Суммы пенсионных отчислений, отраженные в комбинированном и консолидированном Бухгалтерском балансе:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Текущая стоимость пенсионных обязательств	450 236	144 058
Текущая стоимость нефондированных пенсионных обязательств	450 236	144 058
Непризнанная чистая актуарная прибыль	6 320	4 701
Непризнанная стоимость прошлых услуг	(303 083)	-
Чистые пенсионные обязательства, отраженные в бухгалтерском балансе	**153 473**	**148 759**

Суммы, отраженные в комбинированном и консолидированном Отчете о прибылях и убытках Группы:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Стоимость текущих услуг	2 074	2 023
Расходы по процентам	9 629	9 537
Стоимость прошлых услуг	-	-
Итого	**11 703**	**11 560**

Изменения в текущей стоимости пенсионных обязательств Группы представлены ниже:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Пенсионные обязательства на начало года	144 058	141 268
Стоимость услуг	2 074	2 023
Расходы по процентам	9 629	9 537
Актуарная (прибыль) / убыток	(1 619)	(4 701)
Стоимость прошлых услуг	303 083	-
Выплаченные пенсии	(6 989)	(4 069)
Пенсионные обязательства на конец периода	**450 236**	**144 058**

Движения по статье «Чистая сумма обязательств», признанной в Бухгалтерском балансе по состоянию на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Чистая сумма обязательств на начало года	148 759	141 268
Чистая сумма расходов, признанная в Отчете о прибылях и убытках	11 703	11 560
Выплаченные пенсии	(6 989)	(4 069)
Взносы работодателя	-	-
Чистая сумма обязательств на конец года	**153 473**	**148 759**

Основные актуарные допущения:

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Номинальная ставка дисконтирования	6,8%	6,8%
Номинальное увеличение пенсионных пособий (до наступления срока выплаты)	7,1%	7,1%
Номинальное увеличение выплачиваемых пенсий (после наступления срока выплаты)	7,1%	7,1%
Ставка для расчета выплат по аннуитетным контрактам	6,8%	6,8%
Фактическая ставка дисконтирования	1,7%	1,7%
Фактическое увеличение пенсионного пособия (до наступления срока выплаты)	2,0%	2,0%
Фактическое увеличение выплачиваемых пенсий (после наступления срока выплаты)	2,0%	2,0%

Примечание 14. Краткосрочные и долгосрочные заемные средства

Долгосрочные заемные средства

	Валюта	Эффективная процентная ставка	Срок погашения	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
ЕБРР (транш 1)	Рубли	3.65%+MOSPRIME	2020	2 000 015	-
ЕБРР (транш 2)	Рубли	2.75%+MOSPRIME	2014	850 000	-
ЕБРР (транш 3)	Рубли	3.05%+MOSPRIME	2016	3 150 000	-
Выпуск облигаций	Рубли	8.10%	2011	5 000 000	-
Банк «Morgan Stanley Bank International Ltd»	Рубли	8.75%	2013	3 000 000	-
ОАО КБ «Стройкредит»	Рубли	12.50%	2007	-	145 000
ОАО КБ «Внешторгбанк»	Рубли	12.50%	2007	-	85 000
Обязательства по финансовой аренде	Рубли	15.50%		793 365	477 170
Итого				**14 793 380**	**707 170**
За вычетом краткосрочной части обязательств по финансовой аренде				(300 385)	(190 372)
За вычетом краткосрочной части долгосрочных заемных средств				-	(70 834)
Всего долгосрочные заемные средства				**14 492 995**	**445 964**

Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»). В сентябре 2006 года Группа получила от Европейского банка реконструкции и развития кредит в виде трех траншей на сумму 6 300 000 тыс. российских рублей. На 31 декабря 2006 года сумма первого транша указана за вычетом операционных издержек, сумма которых составила 299 985 тыс. руб.

Данные средства будут использованы для финансирования программы модернизации и переоборудования гидроэлектростанций Волго-Камского каскада. Соорганизаторами кредита являются банки Standard Bank PLC, Bank Austria Creditanstalt AG и ЗАО «ИНГ Банк (Евразия)». Организаторы кредита: банки ЗАО «Ситибанк», Credit Suisse и Banque Societe Generale Vostok. Ключевыми организаторами траншей являются Calyon, Fortis SA/NV и ЗАО «Райффайзенбанк Австрия». Проценты по кредиту выплачиваются ежеквартально. Группа ограничена определёнными финансовыми и прочими обязательствами в рамках кредитной линии. По состоянию на 31 декабря 2006 года Группой соблюдались все ее обязательства по кредитной линии.

Выпуск облигаций. В июле 2006 года Группа выпустила облигации в рамках открытого размещения на Московской межбанковской валютной бирже. Общая стоимость облигаций выпуска составила 5 000 000 тыс. российских рублей. Облигации были проданы по номинальной стоимости 1 000 руб. каждая. Доходность одной облигации составляет 8,1% в год.

Процентный доход по облигациям выплачивается один раз в полгода (182 дня). Ставка дохода по купонам 2-10 та же, что и по купону 1. Облигации подлежат погашению в июле 2011 года Финансирование выпуска облигаций группы «РусГидро» осуществлял инвестиционный банк «КИТ Финанс». Поступления, полученные от выпуска облигаций, будут использованы для финансирования завершения строительства Богучанской ГЭС и нужд дочерних обществ Группы.

Банк «Morgan Stanley Bank International Ltd» («Морган Стэнли»). В декабре 2006 года

Группа получила кредит от банка «Морган Стэнли» в сумме 3 000 000 тыс. руб. Данные средства предназначены для финансирования проектов капитального строительства, предусмотренных инвестиционной программой Общества. Процентная ставка по кредиту составляет 8,75% годовых. Срок погашения кредита декабрь 2013 года. Проценты по кредиту оплачиваются ежемесячно. Группа ограничена определёнными финансовыми и прочими обязательствами в рамках кредитной линии. По состоянию на 31 декабря 2006 года Группой соблюдались все ее обязательства по кредитной линии.

Краткосрочные заемные средства

	Валюта	Эффективная процентная ставка	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Aluminum Group Ltd.	Рубли	12.0%	966 562	-
ОАО КБ «Межтопэнергобанк»	Рубли	14.3%	872 613	1 461 124
Settimel Holding Ins.	Рубли	12.0%	182 000	-
Сбербанк	Рубли	7.0-14.3%	-	903 550
АБ «Газпромбанк»	Рубли	9.8%	-	450 000
ОАО КБ «Внешторгбанк»	Рубли	11.0-12.5%	-	309 985
ОАО «Московский индустриальный банк»	Рубли	15.0%	-	16 664
ОАО АКБ «Еврофинанс Моснарбанк»	Рубли	13.00%	-	19 000
Прочие краткосрочные займы	Рубли	Разные	54 937	99
Обязательства по финансовой аренде	Рубли	15.50%	300 385	190 372
Краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	Рубли		-	70 834
Проценты к уплате	Рубли		309 126	1 709
Итого			**2 685 623**	**3 423 337**

Сроки погашения займов

Подлежат погашению	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
От одного года до двух лет	-	159 167
От двух до трех лет	-	-
От трех до четырех лет	-	-
От четырех до пяти лет	5 000 000	-
Свыше пяти лет	9 300 000	-
Итого	**14 300 000**	**159 ,167**

Богучанское энерго-металлургическое объединение («БЭМО»). В мае 2006 года ОАО «РусГидро» и группа «РУСАЛ» подписали соглашение о взаимопонимании в вопросах сотрудничества по вопросам поставок энергии для алюминиевого завода на Дальнем Востоке, Россия. Проект БЭМО включает в себя завершение строительства Богучанской ГЭС проектной мощностью 3000 гигаватт на реке Ангара и строительство Богучанского алюминиевого завода мощностью порядка 600 000 тонн в год, который станет одним из основных потребителей энергии, производимой Богучанской ГЭС. В соответствии с соглашением о взаимопонимании группы «РусГидро» и РУСАЛ будут совместно контролировать Богучанскую ГЭС и Богучанский алюминиевый завод. По состоянию на 31 декабря 2006 года структура БЭМО не была еще учреждена официально. В течение 2006 года от компаний Aluminum Group Ltd. и Settimel Holding Ins., которые являются аффилированными структурами Группы РУСАЛ, Группой были получены денежные авансы на финансирование строительства Богучанской ГЭС. Долг будет погашен в 2007 года после того, как будет сформирована структура БЭМО.

Эффективные процентные ставки.33Эффективная процентная ставка представляет

собой рыночную процентную ставку по займу на дату его получения для займов с фиксированной процентной ставкой или текущую рыночную ставку для займов с плавающей процентной ставкой. Группой не были заключены никакие договора хеджирования рисков в отношении изменения процентных ставок.

Лизинг. Минимальные арендные платежи по договорам финансовой аренды (лизингу) и их дисконтированная стоимость приведены ниже:

	В течение одного года	В течение 2 - 5 лет	После 5 лет	Итого
Минимальные платежи по договорам финансовой аренды по состоянию на 31 декабря 2006 года	**300 385**	**527 191**	**34 350**	**861 926**
За вычетом будущих комиссионных сборов за предоставление средств	-	(66 724)	(1 837)	(68 561)
Текущая стоимость минимальных платежей по договорам финансовой аренды по состоянию на 31 декабря 2006 года	**300 385**	**460 467**	**32 513**	**793 365**
Минимальные платежи по договорам финансовой аренды по состоянию на 31 декабря 2005 года	**190 372**	**576 984**	**78 376**	**845 732**
За вычетом будущих комиссионных сборов за предоставление средств	-	(365 119)	(3 443)	(368 562)
Текущая стоимость минимальных платежей по договорам финансовой аренды по состоянию на 31 декабря 2005 года	**190 372**	**211 865**	**74 933**	**477 170**

Примечание 15. Прочие долгосрочные обязательства

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Авансы, полученные от ОАО РАО «ЕЭС России» (Примечание 25)	-	2 988 859
Обязательства по пенсионному обеспечению	153 473	148 759
Прочие долгосрочные обязательства	129 671	256 127
Итого	**283 144**	**3 393 745**

Авансы, полученные от ОАО РАО «ЕЭС России». В течение нескольких лет ОАО РАО «ЕЭС России» финансировало строительство Ирганайской ГЭС, входящей в состав ОАО «Сулакэнерго», и другие проекты капитального строительства. По состоянию на 31 декабря 2006 года данные обязательства были переклассифицированы как текущие в связи с завершением строительства и предполагаемым расчетом в 2007 году.

Вся кредиторская задолженность и начисления выражены в российских рублях.

Примечание 16. Кредиторская задолженность и начисления

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Расчеты с поставщиками	1 147 064	841 539
Авансы, полученные от ОАО РАО «ЕЭС России» (Примечание 25)	4 870 009	2 296 926
Авансы полученные	21 992	70 319
Дивиденды к выплате (Примечание11)	1 055 990	165 079
Кредиторская задолженность перед персоналом	316 487	114 898
Прочая кредиторская задолженность	922 440	489 703
Итого	**8 333 982**	**3 978 464**

Авансы, полученные от ОАО РАО «ЕЭС России». По состоянию на 31 декабря 2006 года у Группы были заключены инвестиционные контракты с ОАО РАО «ЕЭС России» на финансирование строительства гидротехнических мощностей для ОАО «Сулакэнерго», ОАО «Богучанская ГЭС», ОАО «Зарамагские ГЭС», ОАО «Зеленчукские ГЭС», ОАО «Верхневолжский каскад ГЭС» и ОАО «Каббалк ГЭС». Группа планирует погасить обязательства в 2007 году.

Неденежные расчеты. В 2006 году часть кредиторской задолженности и начислений Группы в сумме около 799 495 тыс. руб. (158 113 тыс. руб. в 2005 году) была погашена путем неденежных расчетов.

Вся кредиторская задолженность и начисления выражены в российских рублях.

Примечание 17. Кредиторская задолженность по прочим налогам

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Налог на добавленную стоимость	250 564	583 619
Налог на имущество	463 690	437 141
Единый социальный налог	44 870	19 083
Прочие налоги	259 608	194 396
Итого	**1 018 732**	**1 234 239**

Примечание 18. Доходы от текущей деятельности и прочие операционные доходы

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Доходы от текущей деятельности	20 564 692	15 110 883
Прочие операционные доходы	3 903 379	3 252 036
Итого	**24 468 071**	**18 362 919**

Примечание 19. Расходы по текущей деятельности

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Расходы на покупную электроэнергию	4 222 949	1 455 826
Износ основных средств	3 093 545	3 219 419
Убыток от выбытия основных средств, нетто	2 641 530	8 850
Зарплата, выплаты работникам и налоги, связанные с зарплатой	2 575 874	1 972 055
Налоги, кроме налога на прибыль	1 911 379	1 664 044
Услуги сторонних организаций, включая:	4 189 620	2 973 688
Затраты на ремонт и техническое обслуживание	*1 777 346*	*1 883 735*
Услуги аренды	*531 707*	*413 967*
Консультационные, юридические и информационные услуги	*277 097*	*91 123*
Расходы на страхование	*265 783*	*300 394*
Услуги охраны	*183 577*	*187 931*
Транспортные расходы	*77 527*	*10 589*
Комиссионные расходы	*68 983*	*3 750*
Услуги Центрального Диспетчерского Управления (ЦДУ)	*341 907*	-
Прочие услуги сторонних организаций	*665 693*	*82 199*
Расходы на водоснабжение	967 586	957 326
Расходы на приобретение прочих материалов	601 120	412 696
Расходы на социальную сферу	212 408	100 041
Списание и начисление убытка от обесценения дебиторской задолженности	392 163	155 590
Прочие расходы	2 528 482	1 568 865
Итого	**23 336 656**	**14 488 400**

Убыток от выбытия основных средств. В 2006 году в состав убытка от выбытия основных средств включен чистый убыток, возникший в результате реализации Группой объектов незаконченного строительства компании ОАО «Дагавтодор», в размере 2 335 351 рублей. Выбывшие активы представляют собой дороги, мосты и прочие объекты инфраструктуры в Дагестане, находящиеся на стадии строительства.

Примечание 20. Финансовые расходы, нетто

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Процентные доходы	(142 770)	(35 816)
Прибыль при первоначальном признании краткосрочных займов	(141 095)	-
Увеличение дисконтирования краткосрочных займов	18 709	-
Расходы на выплату процентов	390 836	119 081
Расходы по финансовой аренде (лизингу)	54 441	-
Прочие расходы	-	17 393
Итого	**180 121**	**100 658**

Примечание 21. Прибыль на обыкновенную акцию, причитающаяся акционерам ОАО «РусГидро» - базовая и разводненная

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций (тыс. штук)	121 414 115	120 920 110
Прибыль, причитающаяся акционерам ОАО «РусГидро» (тыс. руб.)	17 288 651	2 027 773
Средневзвешенная прибыль на акцию – базовая и разводненная (в российских рублях)	**0.1424**	**0.0168**

Примечание 22. Договорные обязательства

Обязательства по реализации. Общества Группы осуществляют реализацию электроэнергии (мощности) в двух секторах оптового рынка энергии (мощности): свободном рынке и регулируемом рынке.

Группа заключила ряд договоров сроком на год на реализацию электроэнергии с ЗАО «Центр финансовых расчетов», энергосбытовыми компаниями и крупными промышленными потребителями. По состоянию на отчетную дату сумма договоров на продажу электроэнергии, заключенных, но еще не реализованных, составила 36 029 млн. руб. на 31 декабря 2006 года (20 564 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 года).

Обязательства в социальной сфере. Общества Группы вносят вклад в техническое обслуживание и поддержание местных инфраструктур, а также в улучшение благосостояния ее работников, занятых на производстве. В частности, общества Группы участвуют в строительстве, развитии и содержании жилищного фонда, лечебно-оздоровительных учреждений, транспортной инфраструктуры и удовлетворении прочих социальных нужд в тех регионах, в которых осуществляют свою хозяйственную деятельность.

Обязательства по приобретению основных средств. В мае 2006 года ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «РусГидро» и Группа «РУСАЛ» заключили контракт о совместном финансировании, строительстве и эксплуатации Богучанской ГЭС и Богучанского алюминиевого завода (Примечание 14). Общая сумма финансирования, которое поступит от ОАО «РусГидро» и Группы «РУСАЛ», составит 100 619 млн. руб. (3 821,3 млн. долларов США). Группа «РусГидро» и Группа «РУСАЛ» обязуются финансировать данное строительство на равных условиях. Запуск в эксплуатацию первой очереди Богучанской ГЭС и Богучанского алюминиевого завода запланирован на четвертый квартал 2009 года.

Сумма прочих капитальных затрат будущих периодов в соответствии с контрактными обязательствами составляет 8 360 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2006 года (8 481 млн. руб. на 31 декабря 2005 года).

Примечание 23. Условные обязательства

Политическая обстановка. Хозяйственная деятельность и получаемая обществами Группы прибыль в различной степени подвергаются влиянию политических, законодательных, финансовых и административных изменений, включая изменения норм охраны окружающей среды, имеющих место в Российской Федерации.

Страхование. Группа имеет ограниченные страховые полисы в отношении активов, операций, гражданской ответственности и прочих страхуемых рисков. Соответственно, Группа может быть подвержена тем рискам, в отношении которых страхование не осуществлялось.

Судебные разбирательства. Общества Группы выступают одной из сторон в ряде судебных разбирательств, возникающих в ходе хозяйственной деятельности. По мнению руководства Группы, среди существующих в настоящее время претензий или исков к Группе и вынесенных по ним окончательных решений нет таких, которые могли бы оказать существенное негативное влияние на финансовое положение Группы.

Условные обязательства по уплате налогов. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами власти, в частности, в отношении порядка учета для целей налогообложения тарифного небаланса, водного налога, а также имущества, полученного в результате реорганизации. Недавние события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Ввиду того, что налоговое и иное законодательство полностью не покрывает всех вопросов реструктуризации Группы, не исключено возникновение ряда правовых и налоговых рисков.

Финансовый эффект от потенциальных исков и разногласий не был раскрыт в Отчетности, чтобы не ставить под сомнение положение Группы.

По мнению руководства Группы, по состоянию на 31 декабря 2006 года соответствующие положения законодательства интерпретированы им корректно, и положение Группы с точки зрения налогового, валютного и таможенного законодательства будет стабильным. Для тех случаев, когда, по мнению руководства Группы, существует значительное сомнение в сохранении указанного положения Группы, в Отчетности признаны надлежащие обязательства.

Охрана окружающей среды. Общества Группы и предприятия, правопреемником которых является Группа, в течение многих лет осуществляли деятельность в области электроэнергетики в Российской Федерации. Правоприменительная практика в области охраны окружающей среды в Российской Федерации находится на стадии становления, государственные органы постоянно пересматривают свои позиции по вопросам правоприменения. Общества Группы периодически оценивают свои обязательства по охране окружающей среды.

Потенциальные обязательства могут возникнуть в результате изменений требований действующего законодательства и нормативных актов, а также арбитражной практики, невозможно оценить, но они могут оказаться существенными. В условиях действующего законодательства об охране окружающей среды руководство Группы полагает, что у Группы нет существенных обязательств, связанных с загрязнением окружающей среды.

Примечание 24. Финансовые инструменты и финансовые риски

Финансовые риски. Деятельность Группы подвержена влиянию различных рисков, включая изменение валютного курса, изменение процентных ставок, собираемость дебиторской задолженности. Группа не имеет политики хеджирования финансовых рисков.

Кредитный риск. Финансовые активы, по которым у обществ Группы возникает потенциальный кредитный риск, представлены в основном дебиторской задолженностью покупателей и заказчиков. Хотя погашение дебиторской задолженности подвержено влиянию экономических факторов, руководство Группы полагает, что существенный риск потерь, превышающих созданный резерв по сомнительным долгам, отсутствует.

Денежные средства размещаются в финансовых институтах, которые на момент открытия счета имеют минимальный риск дефолта.

Риск изменения процентных ставок. Прибыль и потоки денежных средств от текущей деятельности Группы, в основном, не зависят от изменения рыночных процентных ставок. Группа подвержена риску изменения процентной ставки только в связи с изменением рыночной стоимости процентных долгосрочных займов.

Справедливая стоимость. Руководство Группы полагает, что справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств Группы имеет незначительно отличается от их текущей стоимости.

Примечание 25. Операции со связанными сторонами

Основными связанными сторонами Группы являются ОАО РАО «ЕЭС России», директора, дочерние общества и компании, контроль над которыми осуществляет государство.

Далее раскрыта информация о существенных операциях и остатках по операциям между Группой и связанными сторонами в 2006 и 2005 годах, и по состоянию на 31 декабря 2006 года или на 31 декабря 2005 года.

ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ"

Остатки по операциям с ОАО РАО «ЕЭС России»:

Краткосрочные

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Дебиторская задолженность	26 193	32 308
Дебиторская задолженность по векселям: эффективная процентная ставка: 12.0 % годовых (включена в дебиторскую задолженность и авансы выданные)	6 219 850	-
Дивиденды к выплате (Примечание11)	809 000	27 889
Авансы полученные (Примечание 16)	4 870 009	2 296 926
Кредиторская задолженность	127 339	294 793

Долгосрочные

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Авансы полученные (Примечание 15)	-	2 988 859

Операции с дочерними обществами ОАО РАО «ЕЭС России»

Остатки по операциям с дочерними обществами ОАО РАО «ЕЭС России»:

Краткосрочные

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Дебиторская задолженность	1 172 804	804 847
Дебиторская задолженность по векселям: эффективная процентная ставка: 12,0 % годовых (включена в дебиторскую задолженность и авансы выданные)	7 568 075	3 526
Дебиторская задолженность по векселям: доход при наступлении срока погашения – от 9,8 до 13,2 % годовых (включена в состав прочих оборотных активов)	725 094	-
Кредиторская задолженность	1 018 677	61 954

Долгосрочные

	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
Дебиторская задолженность	67 053	93 195
Дебиторская задолженность по займу ОАО «Бурейская ГЭС» (эффективная процентная ставка: MOSPRIME + 5,2%, срок погашения 2020 г.)	1 900 000	-
Кредиторская задолженность	86 257	-

Операции с дочерними обществами ОАО РАО «ЕЭС России»:

	За год, закончившийся 31 декабря 2006 года	За год, закончившийся 31 декабря 2005 года
Продажа электроэнергии и тепловой энергии	15 933 669	10 612 091
Прочие доходы	2 342 309	2 006 473
Расходы на покупную электроэнергию	3 862 955	1 636 957
Прочие расходы	326 576	168 676

Вознаграждение, выплачиваемое членам Совета директоров и членам Правления

Вознаграждение выплачивается членам Правления Группы за выполнение ими своих обязанностей на занимаемых должностях и складывается из предусмотренной контрактом заработной платы, неденежных льгот, а также премий, определяемых по результатам за период на основании показателей российской финансовой отчетности.

Вознаграждение и компенсации выплачиваются членам Совета директоров за их работу на этих должностях и за участие в заседаниях Совета директоров по результатам работы за отчетный период.

Общая сумма вознаграждений в форме заработной платы, выплаченных членам Совета директоров и членам Правления за год, закончившийся 31 декабря 2006 года, составила 67 431 тыс. руб. (14 090 тыс. руб. в 2005 года). В 2006 и 2005 года Группа не имела иных форм поощрения сотрудников.

Предприятия, контролируемые государством

В процессе своей операционной деятельности Группа осуществляет операции с другими предприятиями, контролируемыми государством. Цены на электричество и тепловую энергию основаны на тарифах, установленных ФСТ и РСТ. Банковские кредиты предоставляются по рыночным ставкам. Начисления и расчеты по налогам осуществляются в соответствии с российским налоговым законодательством. Сальдо и операции с другими предприятиями, контролируемыми государством, по двум отчетным периодам являются несущественными.

Примечание 26. Основные дочерние общества

Следующие основные дочерние общества были консолидированы в финансовой отчетности Группы. Все дочерние общества созданы и действуют на территории Российской Федерации.

Гидрогенерирующие компании

Название	Доля собственности/доля голосов	
	На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
1. ОАО «Богучанская ГЭС»	64.2%/ 64.2%	64.2%/ 64.2%
2. ОАО «Чебоксарская ГЭС»	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
3. ОАО «УК ГидроОГК»	99.3%/ 99.3%	99.3%/ 99.3%
4. ОАО «Каббалк ГЭС»	50.3%/ 50.3%	50.3%/ 50.3%
5. ОАО «Камская ГЭС»	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
6. ОАО «Карачаево-Черкесская гидрогенерирующая компания»	100.0%/ 99.3%	100.0%/ 99.3%
7. ОАО «СШГЭС имени П.С. Непорожнего»	78.9%/ 78.9%	78.9%/ 78.9%
8. ОАО «Нижнебурейская ГЭС»	100.0%/ 86.9%	-
9. ОАО «Нижнезейская ГЭС»	100.0%/ 86.9%	-
10. ОАО «Нижегородская ГЭС»	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
11. ОАО «Северо-Осетинская генерирующая компания»	56.0 %/ 43.4%	56.0 %/ 43.4%
12. ОАО «Дагестанская региональная генерирующая компания»	51.0%/ 51.0%	51.0%/ 51.0%
13. ОАО «Саратовская ГЭС»	99.9%/ 86.9%	99.9%/ 86.9%
14. ОАО «Сулакэнерго»	53.6%/ 53.6%	53.6%/ 53.6%
15. ОАО «Ставропольская электрическая генерирующая компания»	55.1%/ 71.9%	55.12%/ 71.9%
16. ОАО «Каскад Верхневолжских ГЭС»	99.9%/ 100.0%	99.9%/ 100.0%
17. ОАО «Волжская ГЭС»	83.3%/ 86.4%	83.3%/ 86.4%
18. ОАО «Воткинская ГЭС»	59.8%/ 74.2%	59.8%/ 74.2%
19. ОАО «Загорская ГАЭС»	50.9%/ 50.9%	50.9%/ 50.9%
20. ОАО «Зарамагские ГЭС»	89.9%/ 77.5%	89.9%/ 77.5%
21. ОАО «Зеленчукские ГЭС»	53.5%/ 53.5%	97.3%/ 97.3%
22. ОАО «Зейская ГЭС»	56.4%/ 72.2%	56.4%/ 72.2%
23. ОАО «Жигулевская ГЭС»	84.1%/ 99.3%	84.1%/ 99.3%

Прочие компании

Название	Доля собственности/доля голосов На 31 декабря 2006 года	На 31 декабря 2005 года
24. ЗАО «Богучанская ГЭС»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
25. «HydroOGK Aluminium Company Limited» (Частная акционерная компания с ограниченной ответственностью «Гидроогк аллюминиум компани лимитед»)	100.0%/ 100.0%	-
26. «HydroOGK Power Company Limited» (Частная акционерная компания с ограниченной ответственностью «Гидроогк пауэр компани лимитед»)	100.0%/ 100.0%	-
27. ОАО «Научно-исследовательский гидротехнический институт им. Б.В.Веденеева»	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
28. ОАО «Электроремонт-ВКК»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
29. ОАО «Гидроремонт-ВКК»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
30. ОАО «Малая Мезенская ПЭС»	100.0%/ 86.9%	-
31. ОАО «Прометей»	100.0%/ 100.0%	-
32. ОАО «Научно-исследовательский институт электроэнергетических сооружений»	99.9%/ 99.9%	99.9%/ 99.9%
33. ОАО «Саяно-Шушенский гидроремонт»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
34. ОАО «Саяно-Шушенский автотранспортный цех»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
35. ОАО «Южно-Якутский гидро-энергетический комплекс»	100.0%/ 86.9%	-
36. ОАО «Турборемонт-ВКК»	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
37. ОАО «ЭСКО ЕЭС»	51.0%/ 51.0%	-
38. ОАО «Загорская ГАЭС-2»	100.0%/ 86.9%	-

В 2005 году доля участия в ОАО «Сулакэнерго» снизилась с 61,2% до 53,6%, а в ОАО «Зарамагские ГЭС» – с 88,4% до 77,5% в результате дополнительной эмиссии акций, проведенной указанными дочерними обществами Группы. Дополнительный выпуск акций полностью оплачен ОАО РАО «ЕЭС России» в объеме 1 092 342 тыс. руб. (Примечание 11).

В августе 2006 года в процессе дальнейшей реорганизации отрасли ОАО РАО «ЕЭС России» произвело дальнейшие вложения в Общество в обмен на дополнительную эмиссию акций (Примечание 11). Обществу передан контрольный пакет акций в ОАО «Чебоксарская ГЭС», ОАО «Дагестанская региональная генерирующая компания», ОАО «Загорская ГАЭС», ОАО «Ставропольская электрическая генерирующая компания», ОАО «НИИЭС» и ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» (Примечание 11).

В течение 2006 года доля участия в ОАО «Зеленчукские ГЭС» снизилась с 97,3% до 53,5% в связи с дополнительной эмиссией, полностью оплаченной ОАО РАО «ЕЭС России» (Примечание 11).

В сентябре 2006 года Обществом учреждены две дочерние компании со стопроцентным участием – HydroOGK Power Company Limited и HydroOGK Aluminium Company Limited, зарегистрированные на Кипре в соответствии с рамочным соглашением по проекту БЭМО (Примечание 14).

В 2006 году Группой приобретены 56,0% акционерного капитала ОАО «Северо-Осетинская генерирующая компания» у ОАО «Севкавказэнерго», дочернего общества ОАО РАО «ЕЭС России» (Примечание 11).

Изменение доли собственности в других дочерних обществах произошло в связи с созданием новых юридических лиц в отчетном периоде, оканчивающемся 31 декабря 2006 года.

Примечание 27. События после отчетной даты

В феврале 2007 года Общество предоставило поручительство по займу на сумму 60 млн. долларов США ОАО «Каскад Нижне-Черекских ГЭС» (которое не относится к числу дочерних обществ Группы), предоставленному CF Structured Products B.V. Ставка по займу составляет 10,5% годовых, срок его погашения – 15 февраля 2013 года Полученные денежные средства предназначены для финансирования завершения строительства Кашкатаутской ГЭС (Кабардино-Балкарская Республика), входящей в состав ОАО «Каскад Нижне-Черекских ГЭС» .

В марте 2007 года Обществом был заключен договор с ОАО РАО «ЕЭС России» на покупку объектов движимого и недвижимого имущества, на общую сумму 1 271 млн. руб.

В марте 2007 года Общество предоставило поручительство по бридж-кредиту на сумму 520 млн. долларов США, привлеченному находящимся в совместном владении Группы «РусГидро» и Группы РУСАЛ ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» (далее – «Завод») для финансирования проекта по созданию Богучанского энерго-металлургического объединения (БЭМО) (Примечание 14). Ставка по кредиту составляет LIBOR + 0,825% годовых, срок погашения – декабрь 2010 года Поручительство Общества обеспечивает 50% обязательств Завода по кредитному договору; другие 50% обеспечены гарантией и поручительствами, предоставленными Группой РУСАЛ.

В мае 2007 года Обществом подписан кредитный договор с Morgan Stanley на сумму 1 500 млн. руб. Срок погашения кредита – май 2014 года Ставка процента по кредиту привязана к ставке MOSPRIME.

В мае 2007 года Совет директоров Общества утвердил следующие решения:

- план ускоренного перевода компании на «единую акцию»
- по результатам работы ОАО «РусГидро» в 2006 году дивидендов не выплачивать
- за первый квартал 2007 года выплатить дивиденды из расчета 0,00793872 руб. на одну акцию общей суммой 1 119 млн. руб.

В июне 2007 года Общество передало 64,2% ОАО «Богучанская ГЭС» компании, зарегистрированной на Кипре и совместно контролируемой Группой «РусГидро» и Группой РУСАЛ. Передача состоялась согласно Меморандуму о взаимопонимании по вопросам сотрудничества в поставках электроэнергии для алюминиевого завода на Дальнем Востоке, подписанному в мае 2006 года (Примечание 14).

В июле 2007 года Федеральной службой по финансовым рынкам зарегистрирован дополнительный выпуск обыкновенных акций Общества общим числом 110 000 млн. штук по цене 1 руб. за акцию общей номинальной стоимостью в 110 000 млн. руб.